

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.В. Сакаш  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.00.05

код — наименование направления

Газоснабжение города с населением 20 тыс. жителей  
тема

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

И.Б. Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

С.В. Борзилов  
инициалы, фамилия

Красноярск, 2017

Продолжение титульного листа БР по теме: «Газоснабжение  
города с населением 20 тыс. жителей»

---

Консультанты по  
разделам:

ТВИС

наименование раздела

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.Б. Оленев

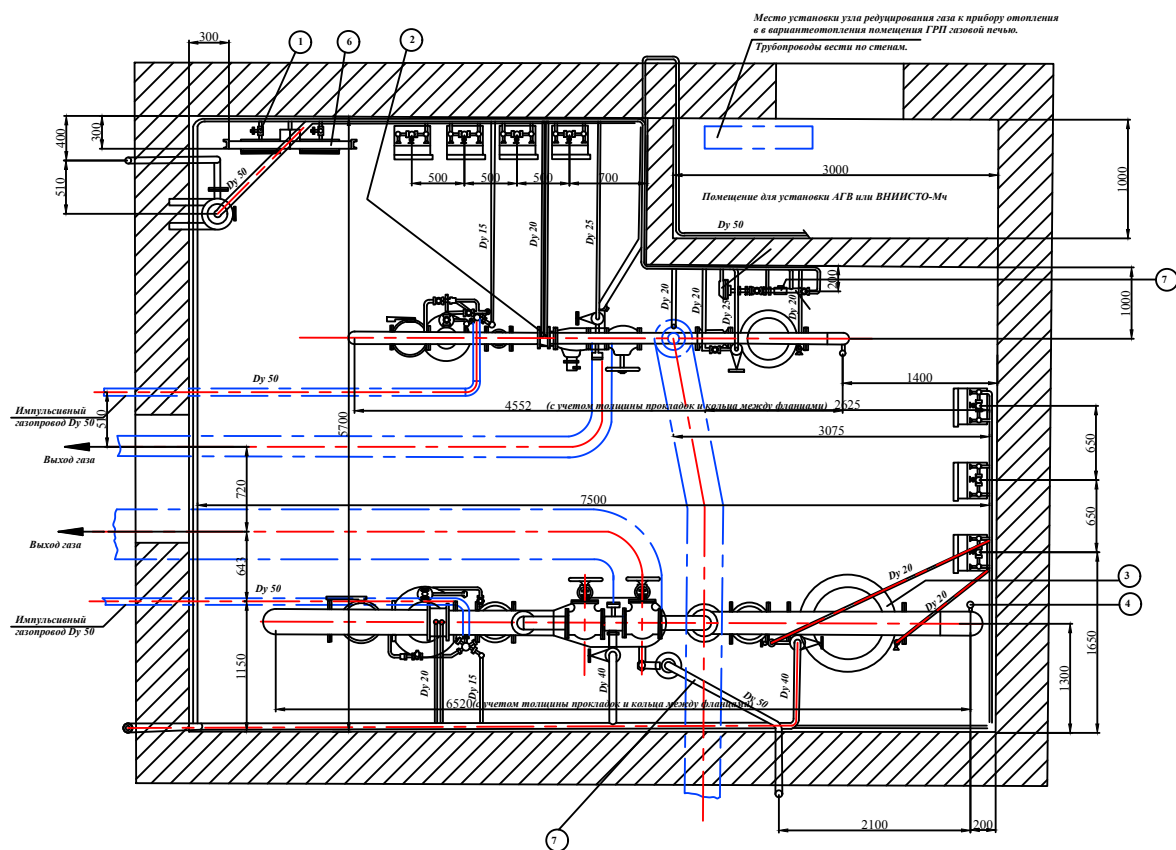
инициалы, фамилия

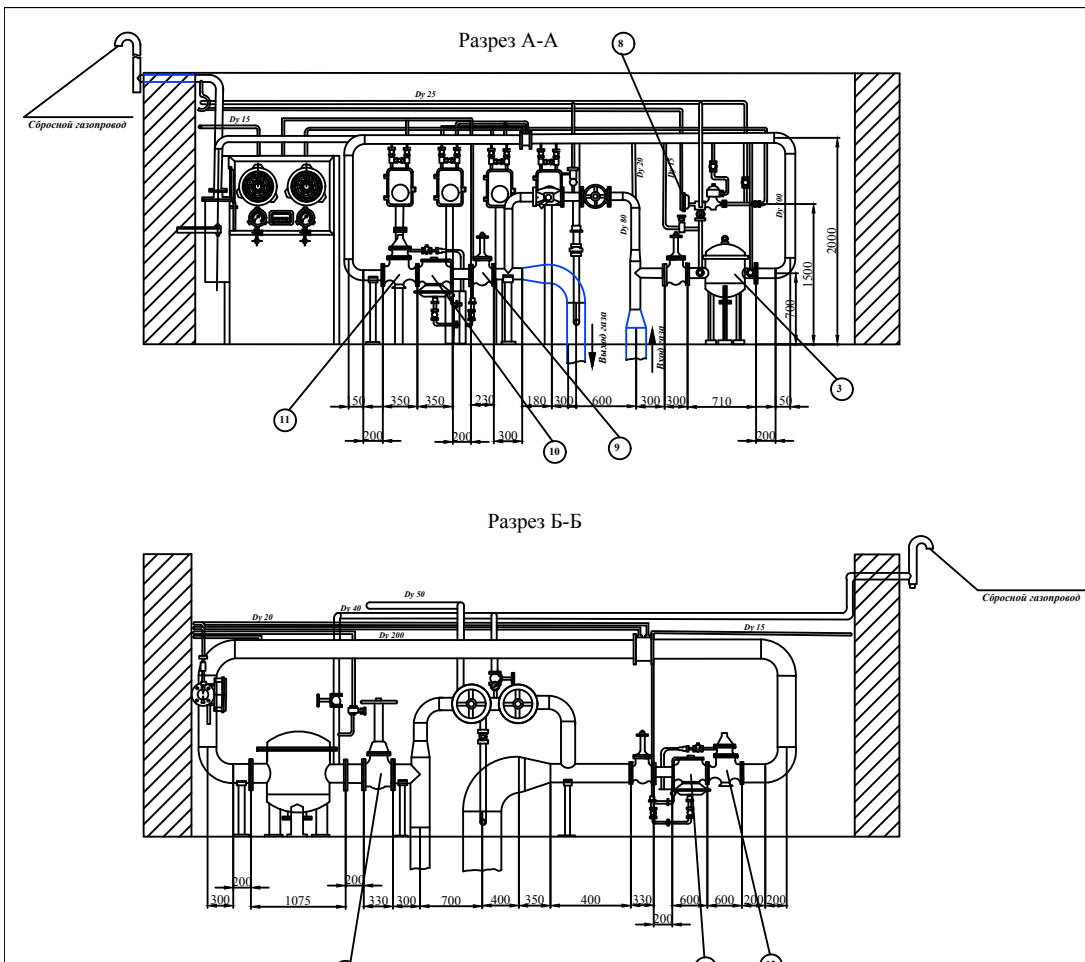
Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

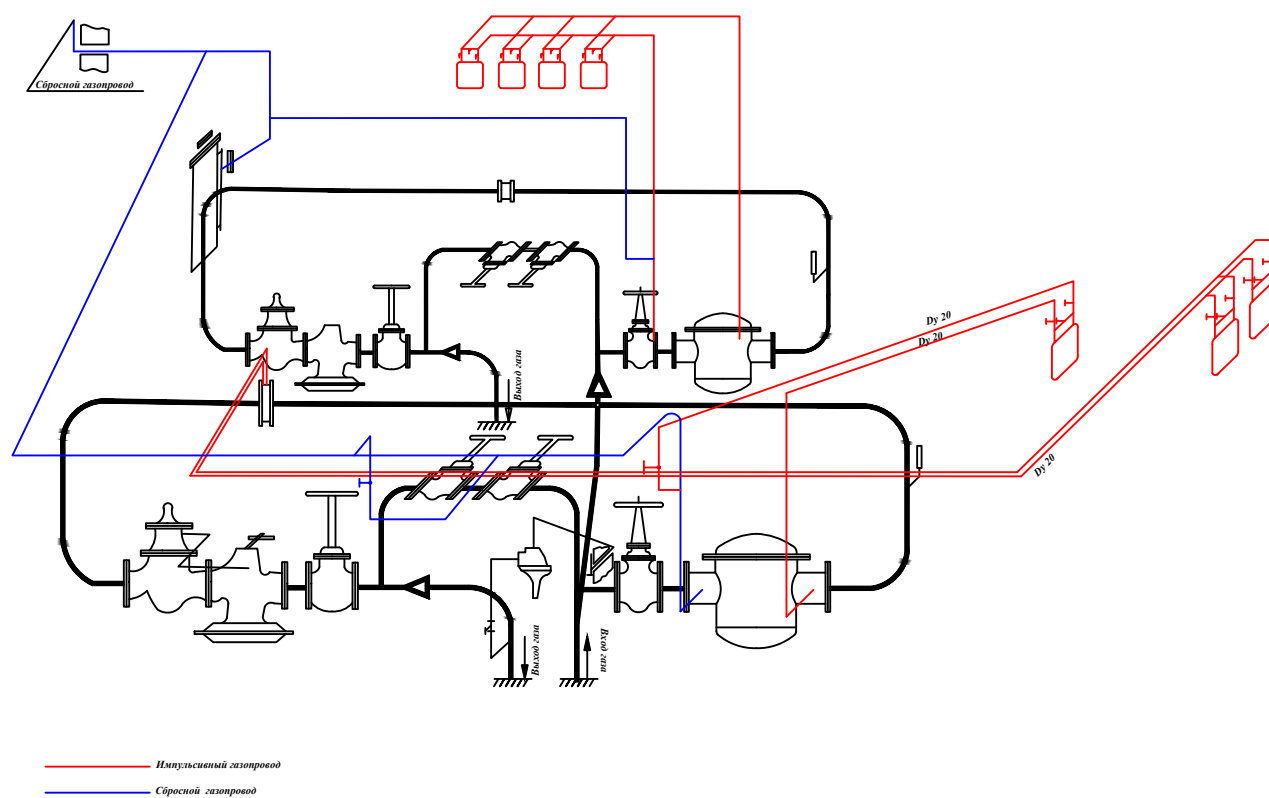
И.Б. Оленев











инициалы, фамилия





Экспликация оборудования на ГРП (РДУК2-100)	
Обозначение	Наименование
1	Кран 3-х ходовой для манометра
2	Диффрагма камерная
3	Фильтр сварной волосяной Ду 200
4	Узел установки термометра
5	Установка сбросного устройства
6	Щит для ГРП
7	Фильтр сетчатый Ду 15
8	Регулятор низкого давления РДК-2
9	Задвижка запорная фланцевая Ду 100
10	Регулятор давления РДУК 2-100 с регулятором управления КИЗ-00 или КВЗ-00
11	Предохранительный клапан низкого (ПKN) высокого (ПНВ) давления Ду100
12	Предохранительный клапан низкого (ПKN) высокого (ПНВ) давления Ду200
13	Задвижка клиновая Ду200



- | Условные обозначения   |  |
|--|--|
|  | Жилая коллективная застройка             |
|  | Жилая многоэтапная застройка             |
|  | Завод по переработке рыбы                |
|  | Центральная котельная                    |
|  | Ландшафтная защитная зона                |
|  | Шинный завод                             |
|  | Промышленная зона                        |
|  | Производственно-коммунальные предприятия |
|  | Газопровод низкого давления              |
|  | Газопровод среднего давления             |
| $Q=57,0$   | Расход м³/ч                              |
| 15   | Номер квартала                           |

Состав газа:  
метан - 92%, этан - 3%, пропан - 1,5%; бутан - 1%;  
углекислый газ - 0,5%; азот + редкие газы - 2%.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки,  
обеспеченностью 0,92: -42 °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный  
период: -9,7°С.

Продолжительность отопительного периода: 239 суток.  
Численность населения 20 000 человек.

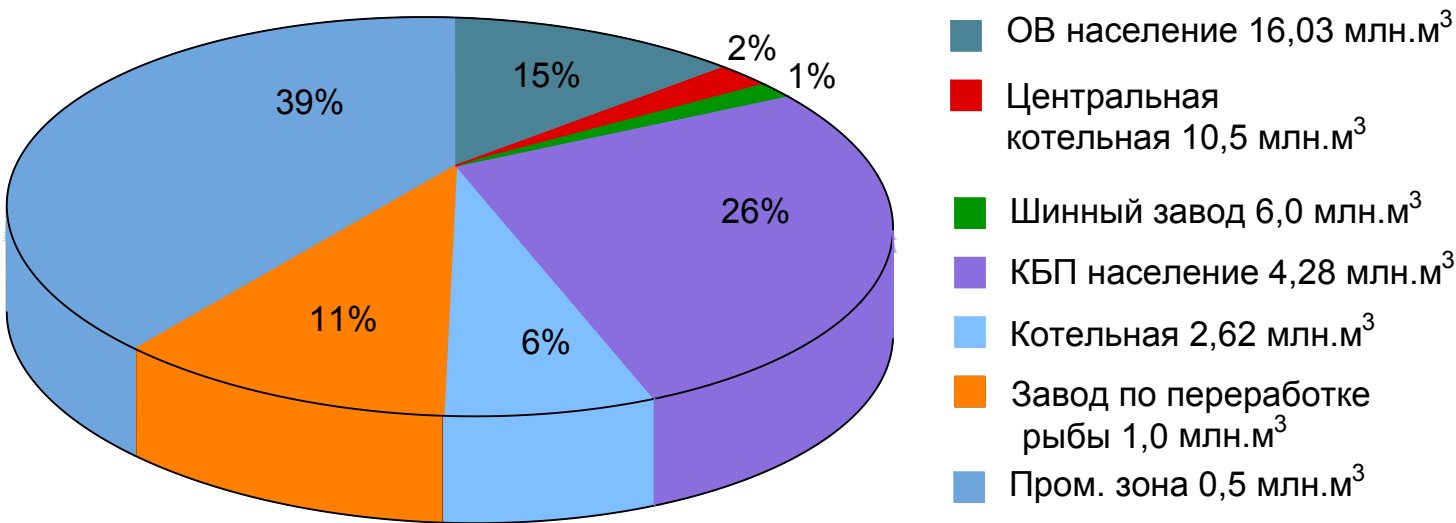
Проект выполнен в соответствии с требованиями СП  
62.13.30.2011 "Газораспределительные системы".

Монтаж газопроводов производится в соответствии с  
требованиями СП 45.13.30.2012 "Безопасность труб в  
строительстве. Часть 2. Строительное производство".

Газопроводы выполнены из стальных деширных  
горячекатаных труб по ГОСТ 8731-74.

		БР-08.03.01.00.05	
		ИСИ СФУ	
Исполнитель	Исполнитель в г.п.	Генеральный план	Акт
Исполнитель	Исполнитель И.И.	Генеральный план, исходные данные	БР 1 7
Исполнитель	Исполнитель И.И.	Генеральный план, исходные данные	ИСЗУС

Расход газа по видам потребления млн.м³/год



Расход газа по видам потребления за июль тыс.м³/год

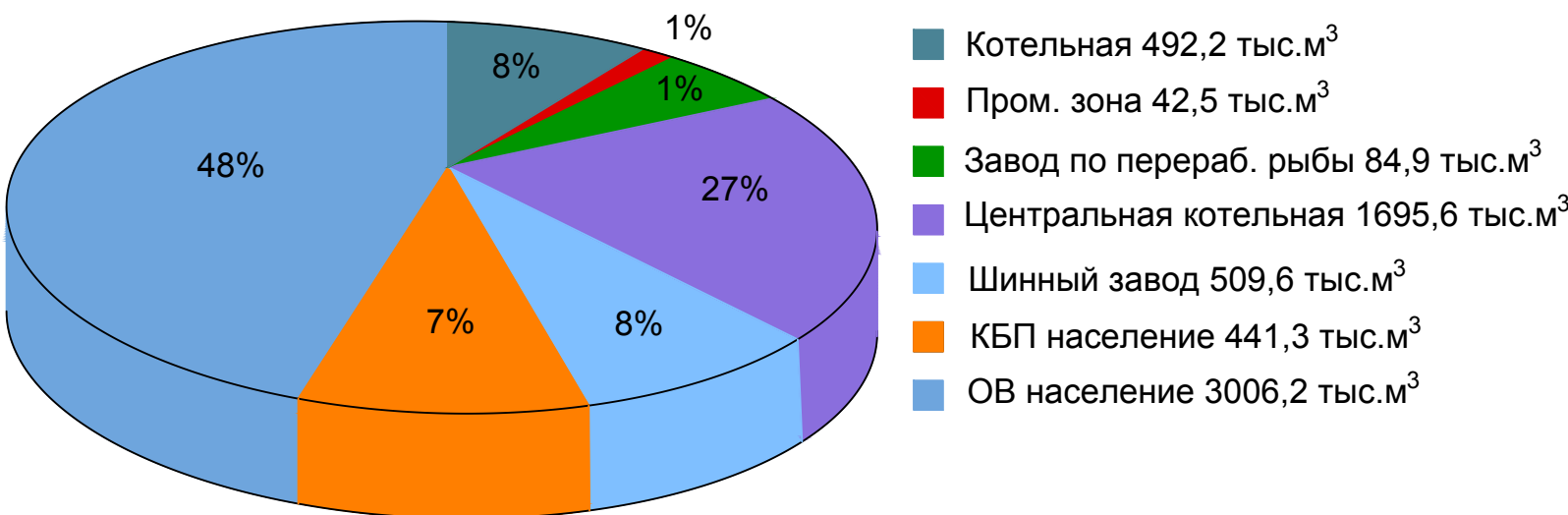
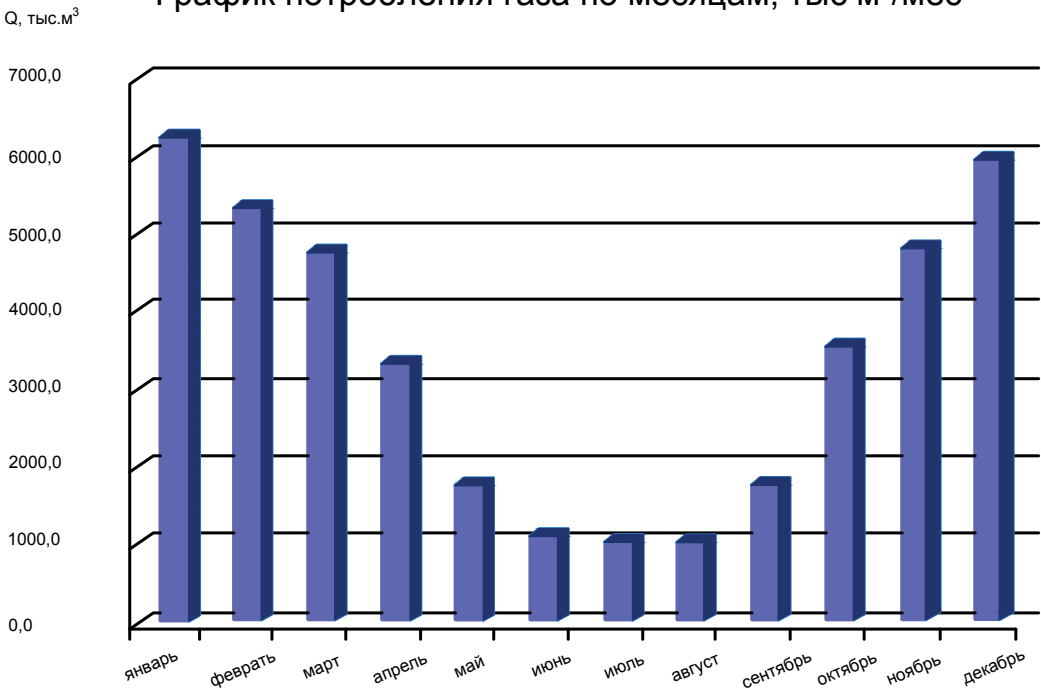
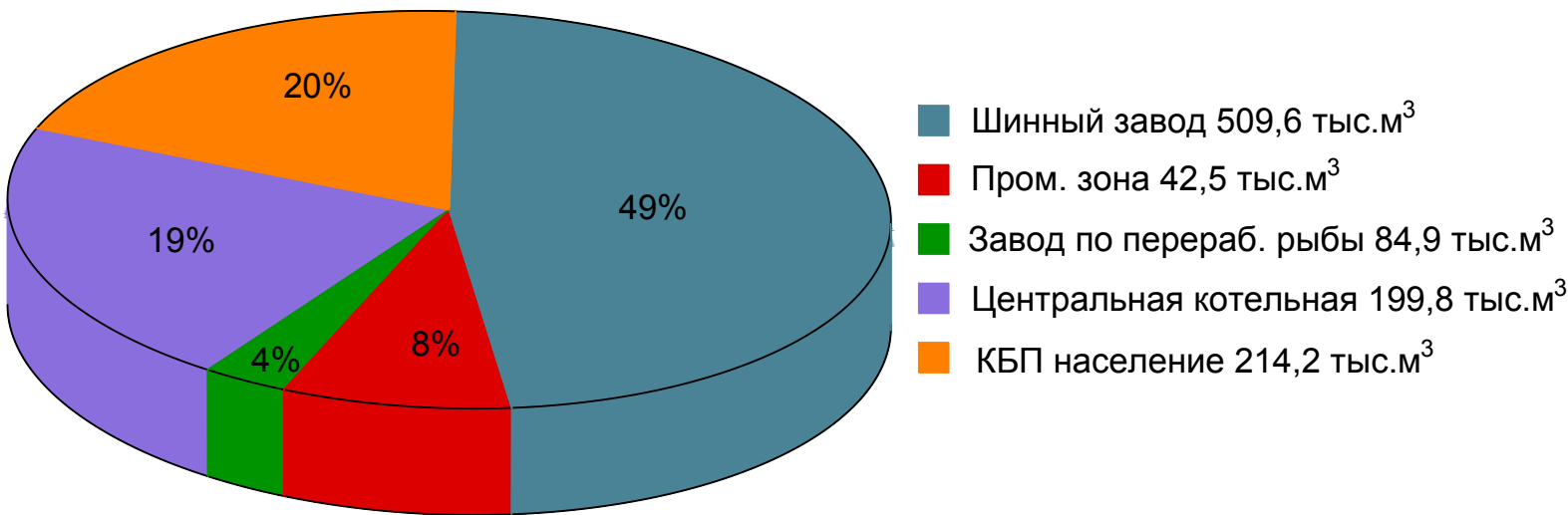


График потребления газа по месяцам, тыс м³/мес



Расход газа по видам потребления за январь, тыс.м³/год



						БР-08.03.01.00.05			
						ИСИ СФУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата	Газификация города в Сибирском Федеральном Округе	Стадия	Лист	Листов
Разраб			Борзилов С.В.				БР	4	7
Проверил			Оленев И.Б.						
Н.контр			Оленев И.Б.			График потребления газа по месяцам; расход газа по видам потребления; расход газа по видам потребления за январь и июль	ИСЗИС		
Утв.			Сакаш Г.В.						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Газоснабжение .....	5
1.1 Общие сведения о населенном пункте.....	8
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	10
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	11
1.4 Расчет потребления газа промышленными объектами .....	21
1.5. Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	23
1.6. Сводный расчет потребления природного газа в городе.....	25
1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП .....	26
1.7 Распределительные сети низкого давления .....	26
1.7.1 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления.....	33
1.8 Распределительные сети среднего давления.....	49
1.8.1 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	50
1.9 Расчет неравномерности потребления газа .....	53
1.9.1. Газорегуляторные станции (ГРС) .....	58
1.9.2. Подбор газорегуляторных пунктов и регуляторов давления.....	60
2. Технология возведения инженерных сетей.....	78
2.1 Подготовительные работы.. ..	78
2.2. Определение объемов земляных работ .....	79
2.3. Монтаж газопровода в траншею.. ..	80
2.4. Испытания газопровода .....	84
2.5 Изоляция газопроводов.....	85
2.6 Монтаж колодцев.....	86
2.7 Испытание газопровода и сдача объекта в эксплуатацию.....	88
Заключение.....	90
Список использованных источников.....	91



## **ВВЕДЕНИЕ**

Газовая промышленность является одной из наиболее динамичных, бурно развивающихся отраслей народного хозяйства. Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, который осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов использования его в городах, уже газифицированных к настоящему времени, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

Распределительные системы газоснабжения становятся едиными для областей и городов, и для их проектирования, строительства и эксплуатации необходимы глубокие знания специалиста. Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных систем ставят перед инженером по газоснабжению новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью экономичного использования газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений.

Распределительные сети являются сложными многокольцевыми системами, экономичное проектирование которых должно базироваться на современных методах оптимизации с учетом вероятностного характера функционирования и обеспечение требуемой надежности подачи газа потребителям.

Снижение стоимости и металлоемкости систем газоснабжения имеет большое народнохозяйственное значение. Вторая, не менее важная задача заключается в обеспечении полного и надежного газоснабжения всех предусмотренных потребителей. Именно скоординированное решение обеих задач позволяет достигнуть высокой эффективности использования газа. Эта проблема решается, начиная с проектирования, когда определяются основные параметры системы, и далее непрерывно в течение всего периода эксплуатации. Все достоинства газового топлива могут быть рационально использованы только специалистами, хорошо усвоившими основы газоснабжения и строго соблюдающими правила безопасности в газовом хозяйстве. Неоспоримые достоинства

газа и наличие его значительных запасов создают условия для дальнейшего развития газоснабжения страны.

В бакалаврской работе представлены материалы по газификации города с населением 20000 человек в Сибирском Федеральном Округе. Газифицировать в городе Сибирском Федеральном Округе предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация в городе с населением 20000 человек в Сибирском Федеральном Округе может вестись на современном технологическом уровне, решая как задачи газоснабжения населения, так и поддержания экологического баланса.

## **1. Газоснабжение**

Система газоснабжения города должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

При проектировании новых систем газоснабжения города использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 МПа необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Газопроводы, прокладываемые в городах, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению – низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) и высокого (свыше 0,3 до 1,2 МПа) давления;
- по месторасположению относительно отметки земли – подземные и надземные;

- по расположению в системе планировки населенных пунктов – наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, междоусебные, междоусебные) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);

- по назначению в системе газоснабжения – распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные.

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными являются газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов, до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые и др.).

На промышленных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных и коммунальных предприятиях, размещенных в отдельно стоящих зданиях, и котельных, расположенных в одноэтажных пристройках к производственным зданиям, максимальное избыточное давление газа в газопроводах внутри помещений допускается 0,6 МПа.

В жилых и общественных зданиях, предприятиях общественного питания, а также во встроенных в общественные и жилые здания отопительных котельных и предприятиях бытового обслуживания применяется только низкое давление газа.

Номинальное избыточное давление газа перед бытовыми газовыми приборами при использовании природного газа чисто газовых и газонефтяных месторождений и других газов с низшей теплотой сгорания 37520 кДж/м<sup>3</sup> составляет 2 кПа.

По количеству ступеней давления системы газоснабжения городов могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление), двухступенчатыми (низкое и среднее или низкое и высокое давление), трехступенчатыми и многоступенчатыми (низкое, среднее и высокое давление). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Основой для разработки проекта является годовой объем потребления газа населенным пунктом.

Все виды потребления газа в населенном пункте можно условно разделить на следующие группы:

- 1) расход газа населением в квартирах для приготовления пищи и горячей воды;
- 2) расход газа предприятиями коммунального хозяйства;
- 3) расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий от различных источников теплоснабжения (котельные, местные отопительные установки);
- 4) расход газа на горячее водоснабжение.

Определение норм удельных расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды производится по среднегодовым нормам расхода тепла. Нормы расхода тепла не являются величиной постоянной. Для бытовых потребителей зависят от климатических условий, охвата населения общественным питанием, наличия или отсутствия центрального отопления, ассортимента и качества бытовых приборов, практики их эксплуатации. В предприятиях общественного питания на нормы расхода газа влияют количество приготавливаемых блюд, весовой объем отпускаемых блюд, их ассортимент, тип и качество нагревательных газовых приборов.

Большая часть этих факторов не поддается теоретическому подсчету – учету, и определение годовой потребности в газе производится по усредненным нормам расхода теплоты, полученным из практики.

## **1.1 Общие сведения о газификации города с населением 20000 человек в Сибирском Федеральном Округе**

Город расположен в районе Сибирского Федерального Округа. Численностью населения 20000 человек.

В городе находятся шинный завод, завод по переработке рыбы, промышленная зона (пищевая промышленность от котельной шинного завода), центральная котельная, котельная.

Газифицировать город предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92%, этан – 3%; пропан – 1,5%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,5%, азот + редкие газы – 2%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH} = 20^{\circ}\text{C}$  [4];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -42^{\circ}\text{C}$  [4];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -42^{\circ}\text{C}$  [4];
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон,  $t_{CP.O} = -9,7^{\circ}\text{C}$  [4];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 239$  суток [4].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м2
1	450	9000
2	500	10000
3	550	11000
4	500	10000
5	500	10000
6	500	10000
7	550	11000
8	500	10000
9	500	10000

Продолжение таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м2
10	900	-
11	950	-
12	1000	-
13	950	-
14	450	9000
15	900	-
16	900	-
17	950	-
18	450	9000
19	950	-
20	450	9000
21	500	10000
22	450	9000
23	450	9000
24	950	-
25	500	10000
26	400	8000
27	350	7000
28	500	10000
29	1000	-
30	350	7000
31	550	11000
32	600	12000
ВСЕГО	20000	211000

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными и промышленными объектами,

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
А	Шинный завод	12	20000
Б	Завод по переработке рыбы	6	7000
В	Пром зона (пищевая промышленностью котельной шинного завода)	4	12000
Г	Центральная котельная	20	80000
Д	Котельная	5	20000

## 1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Газифицировать город предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов метан – 92%, этан – 3%; пропан – 1,5%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,5%, азот + редкие газы – 2%.

Теплота сгорания топлива, кДж/м<sup>3</sup>, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot Q_{p1}^H + \%_2 \cdot Q_{p2}^H + \dots + \%_n \cdot Q_{pn}^H), \quad (1)$$

где  $\%_1, \%_2, \%_n$  – соответственно объемные доли веществ, входящих в состав топлива;

$Q_{p1}^H, Q_{p2}^H, Q_{pn}^H$  – соответственно теплота сгорания горючих компонентов [2, таблица 1.3].

Низшая теплота сгорания с заданными значениями объемных долей составляет

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (92 \cdot 35840 + 3 \cdot 63730 + 1,5 \cdot 93370 + 1 \cdot 123770) = 37520 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, определяется как сумма произведений плотности компонентов на их объемные доли по формуле

$$\rho_z = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot \rho_1 + \%_2 \cdot \rho_2 + \dots + \%_n \cdot \rho_n), \quad (2)$$

где  $\%_1, \%_2, \%_n$  – то же, что и в формуле (1);

$\rho_1, \rho_2, \rho_n$  – соответственно плотности компонентов, входящих в состав топлива [2, таблица 1.2].

Плотность газа с заданными значениями объемных долей составляет

$$\rho_z = 0,01 \cdot (92 \cdot 0,717 + 3 \cdot 1,357 + 1,5 \cdot 2,019 + 1 \cdot 2,703 + 0,5 \cdot 1,977 + 2 \cdot 1,251) =$$

$$= 0,792 \text{ кг/м}^3$$

### 1.3 Расчет потребления природного газа населением

Число потребителей газа по микрорайонам выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждения городского хозяйства, наличии централизованного горячего водоснабжения, характеристики отопительных систем, топливного и теплового баланса города.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, потребляемый жилыми зданиями, тыс. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

$$Q_{год} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где  $N$  – количество потребителей, чел;

$\delta$  – потребление газа в жилых квартирах, %;

$Q$  – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5];

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Годовой расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$



где  $K, K1$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равным 0,25 и 0,4;

$t_{BH}, t_{P.O.}, t_{P.B.}, t_{CP.O}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °C;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч,

$g$  – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [3, приложение 4];

$F$  – жилая площадь отапливаемых зданий, м<sup>2</sup>;

$n\theta$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$\eta_o$  – КПД отопительной системы принимается 0,85;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 10^6}{m}, \quad (5)$$

где  $Q_{\text{год}}$  – годовой расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [3, приложение 4].

Часовой расход газа на отопление и вентиляцию, м<sup>3</sup>/ч рассчитывается по формуле

$$Q_q = \frac{Q_{год} \cdot 10^6}{m}, \quad (6)$$

где  $Q_{год}$  – годовой расход газа на отопление, тыс. м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле

$$m_{O.B.} = n_0 \cdot \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O.}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O.}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right], \quad (7)$$

где  $n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$K$  и  $K_1$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4;

$t_{BH}$ ,  $t_{P.O.}$ ,  $t_{P.B.}$ ,  $t_{CP.O.}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °C;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч.

Согласно расчетам для газоснабжения города требуется 26943,9 млн.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 10431 м<sup>3</sup>/ч; расход газа на нужды отопления и вентиляции 16037,1 тыс.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа 2380,4 м<sup>3</sup>/ч; расход газа на коммунально-бытовые нужды 4284,8 тыс.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 6813,0 м<sup>3</sup>/ч; для газоснабжения котельных требуется 2,6257 млн.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 4717 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет проведен по формуле (3) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^P=37520$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5].

Таблица 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходаемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м3/год
			кДж	м3	
1	450	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	119,9360
2	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623
3	550	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	146,5885
4	500	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	54,6375
5	500	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	54,6375
6	500	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	54,6375
7	550	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	146,5885
8	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623
9	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623
10	900	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	239,8721
11	950	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	103,8113
12	1000	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	109,2751
13	950	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	253,1983
14	450	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	119,9360
15	900	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	239,8721
16	900	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	98,3475
17	950	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	103,8113
18	450	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	49,1738
19	950	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	253,1983
20	450	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	119,9360
21	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623

Продолжение таблицы 3 расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды,

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходаемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м3/год
			кДж	м3	
22	450	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	49,1738
23	450	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	49,1738
24	950	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	253,1983
22	450	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	49,1738
23	450	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	109,3	49,1738
24	950	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	253,1983
25	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623
26	400	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	106,6098
27	350	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	93,2836
28	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	133,2623
29	1000	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	266,5245
30	350	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	93,2836
31	550	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	146,5885
32	600	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	266,5	159,9147
Всего					4284,7814

Согласно расчетам приведенным в таблице 3 годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 4284,7814 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 3. Число часов использования максимума, ч/год [3, приложение 9].

Таблица 4 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м3/год	Число часов максимума, ч/год	Часовой расход газа, м³/ч
1	119,9360	1800	66,63
2	133,2623	1800	74,03
3	146,5885	1800	81,44
4	54,6375	1800	30,35
5	54,6375	1800	30,35
6	54,6375	1800	30,35
7	146,5885	1800	81,44
8	133,2623	1800	74,03
9	133,2623	1800	74,03
10	239,8721	1800	133,26
11	103,8113	1800	57,67
12	109,2751	1800	60,71
13	253,1983	1800	140,67
14	119,9360	1800	66,63
15	239,8721	1800	133,26
16	98,3475	1800	54,64
17	103,8113	1800	57,67
18	49,1738	1800	27,32
19	253,1983	1800	140,67
20	119,9360	1800	66,63
21	133,2623	1800	74,03
22	49,1738	1800	27,32
23	49,1738	1800	27,32
24	253,1983	1800	140,67
25	133,2623	1800	74,03
26	106,6098	1800	59,23
27	93,2836	1800	51,82
28	133,2623	1800	74,03
29	266,5245	1800	148,07
30	93,2836	1800	51,82
31	146,5885	1800	81,44
32	159,9147	1800	88,84
ВСЕГО			2380,4

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в городе по результатам расчета из таблицы 4 равен 2380,4341 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет проведен по формуле (4) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

– укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий,  $g = 670$  кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [3, приложение 4].

Таблица 5 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м <sup>2</sup>	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
1	9000	684,0
2	10000	760,1
3	11000	836,1
4	10000	760,1
5	10000	760,1
6	10000	760,1
7	11000	836,1
8	10000	760,1
9	10000	760,1
14	9000	684,0
18	9000	684,0
20	9000	684,0
21	10000	760,1
22	9000	684,0
23	9000	684,0
25	10000	760,1
26	8000	608,0
27	7000	532,0
28	10000	760,1
30	7000	532,0
31	11000	836,1
32	12000	912,1
ВСЕГО		16037,1

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 16037,1 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 6. Годовой расход газа из таблицы 5.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (7) и составляет

$$m_{ог} = 239 \left( 24(1 + 0,25) \frac{20 - (-9.7)}{20 - (-42)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \frac{20 - (-9.7)}{20 - (-42)} \right) = 3617,8 \text{ ч/год}$$

Таблица 6 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора.

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м3/год	Число часов максимума, ч/год	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	684,0	3618	189,1
2	760,1	3618	210,1
3	836,1	3618	231,1
4	760,1	3618	210,1
5	760,1	3618	210,1
6	760,1	3618	210,1
7	836,1	3618	231,1
8	760,1	3618	210,1
9	760,1	3618	210,1
14	684,0	3618	189,1
18	684,0	3618	189,1
20	684,0	3618	189,1
21	760,1	3618	210,1
22	684,0	3618	189,1
23	684,0	3618	189,1
24	0,0	3618	0,0
25	760,1	3618	210,1
26	608,0	3618	168,1
27	532,0	3618	147,1
28	760,1	3618	210,1
30	532,0	3618	147,1
31	836,1	3618	231,1
32	912,1	3618	252,1
ВСЕГО			4432,6



Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в городе по результатам расчета из таблицы 6 равен 4432,6м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 2 и 4.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в городе.

Номер квартала	Расход газа, тыс.м3/год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	119,9	684,0	804,0
2	133,3	760,1	893,3
3	146,6	836,1	982,6
4	54,6	760,1	814,7
5	54,6	760,1	814,7
6	54,6	760,1	814,7
7	146,6	836,1	982,6
8	133,3	760,1	893,3
9	133,3	760,1	893,3
10	239,9	-	239,9
11	103,8	-	103,8
12	109,3	-	109,3
13	253,2	-	253,2
14	119,9	684,0	804,0
15	239,9	-	239,9
16	98,3	-	98,3
17	103,8	-	103,8
18	49,2	684,0	733,2
19	253,2	-	253,2
20	119,9	684,0	804,0
21	133,3	760,1	893,3
22	49,2	684,0	733,2
23	49,2	684,0	733,2
24	253,2	-	253,2
25	133,3	760,1	893,3
26	106,6	608,0	714,7
27	93,3	532,0	625,3
28	133,3	760,1	893,3
29	266,5	-	266,5
30	93,3	532,0	625,3
31	146,6	836,1	982,6
32	159,9	912,1	1072,0
ВСЕГО	4284,8	16037,1	20321,9

Годовой расход природного газа потребителями расположенными в городе составляет 20321,9 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне города сведен в таблицу 8.

Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в городе.

Номер квартала	Расход газа, м3/ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	66,6	189,1	255,7
2	74,0	210,1	284,1
3	81,4	231,1	312,5
4	30,4	210,1	240,4
5	30,4	210,1	240,4
6	30,4	210,1	240,4
7	81,4	231,1	312,5
8	74,0	210,1	284,1
9	74,0	210,1	284,1
10	133,3	-	133,3
11	57,7	-	57,7
12	60,7	-	60,7
13	140,7	-	140,7
14	66,6	189,1	255,7
15	133,3	-	133,3
16	54,6	-	54,6
17	57,7	-	57,7
18	27,3	189,1	216,4
19	140,7	-	140,7
20	66,6	189,1	255,7
21	74,0	210,1	284,1
22	27,3	189,1	216,4
23	27,3	189,1	216,4
24	140,7	-	140,7
25	74,0	210,1	284,1

Окончание таблицы 8

Номер квартала	Расход газа, м³/ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
26	59,2	168,1	227,3
27	51,8	147,1	198,9
28	74,0	210,1	284,1
29	148,1	-	148,1
30	51,8	147,1	198,9
31	81,4	231,1	312,5
32	88,8	252,1	340,9
ВСЕГО	2380,4	4432,6	6813,0

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в городе составляет 6813,0м³/ч.

#### 1.4. Расчет потребления газа промышленными объектами

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в пяти котельных расположенных в поселке. Исходные данные к расчету приведены в таблице 2.

Годовой расхода газа в целом по котельной, тыс. м³/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (10)$$

где  $D$  – нагрузка котельной в течение года, Гкал/год;

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (11)$$

где  $D^{\text{ч}}$  – нагрузка котла, Гкал/год;

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания  $Q_H^P = 37520$  кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными и промышленными объектами

Абонент	Производительность котла		КПД	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Годовой расход газа, млн.м <sup>3</sup> /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Шинный завод	12	20000	85	1154	6
Завод по переработке рыбы	6	7000	85	169	1
Промышленная зона (пищевая промышленность от котельной шинного завода)	4	12000	85	111	0,5
Центральная котельная	20	80000	85	2626	10,5029
Котельная	5	20000	85	656	2,6257
Всего				4717	8,8153

Для газоснабжения котельных города и промышленных зданий требуется 8,8153 млн.м<sup>3</sup>/год газа.

## 1.5. Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

Система газоснабжения города должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

При проектировании новых систем газоснабжения городов использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 МПа необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Газопроводы, прокладываемые в городских населенных пунктах, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению - низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) и высокого (свыше 0,3 до 1,2 МПа) давления;
- по месторасположению относительно отметки земли – подземные и надземные;
- по расположению в системе планировки населенных пунктов – наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, междоусебные, междоусебные) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);
- по назначению в системе газоснабжения – распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные;

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными являются газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов, до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, междцеховые и др.).

На промышленных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятиях, размещенных в отдельно стоящих зданиях, и котельных, расположенных в одноэтажных пристройках к производственным зданиям, максимальное избыточное давление газа в газопроводах внутри помещений допускается 0,6 МПа.

В жилых и общественных зданиях, предприятиях общественного питания (ресторанах, кафе, столовых и др.), а также во встроенных в общественные и жилые здания отопительных котельных и предприятиях бытового обслуживания (прачечных, парикмахерских, ателье и др.) применяется только низкое давление газа.

Номинальное избыточное давление газа перед бытовыми газовыми приборами при использовании природного газа чисто газовых и газонефтяных месторождений и других газов с низшей теплотой сгорания 37520 кДж/м<sup>3</sup> составляет 2 кПа.

По количеству ступеней давления системы газоснабжения городов могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление), двухступенчатыми (низкое и среднее или низкое и высокое давление), трехступенчатыми и многоступенчатыми (низкое, среднее и высокое давление). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Газифицировать город предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92%, этан – 3%; пропан – 1,5%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,5%, азот + редкие газы – 2%.

В целом для газоснабжения города требуется 19,557 млн.м<sup>3</sup>/год природного газа.

Для обеспечения требуемого объема газа проектом предусматривается размещение ГРС, к которому газ подводится из магистрального газопровода газораспределительной станции с давлением 0,4-0,45 МПа.

С учетом планировки города, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

В котельных и промышленных зданиях проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки.

### **1.6. Сводный расчет потребления природного газа в городе.**

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расход газа по видам потребления в городе

Наименование абонента	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расход газа, млн.м <sup>3</sup> /год
Шинный завод	1154	6
Завод по переработке рыбы	169	1
Пром зона (пищевая промышленность от котельной шинного завода)	111	0,5
Центральная котельная	2626	10,503
Котельная	656	2,626
Население	6813	20,322
Всего	11530	40,951

Согласно расчетам годовой расход газа потребителями города составляет 11530 м<sup>3</sup>/год, часовой расход газа составляет 40,951 млн.м<sup>3</sup>/ч.

### **1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП**

Для подвода газа в город проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение четырех сетевых ГРП и пяти ГРУ.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, 600-800 метров, в городе проектируются четыре сетевых газорегуляторных пункта

На территории города проектом предусматривается размещение газорегуляторных пунктов, в отопительных котельных для снижения давления газа проектом предлагается в каждой котельной установить газорегуляторную установку.

### **1.7 Распределительные сети низкого давления**

Сеть низкого давления выполняется с кольцеванием основных газопроводов, в том числе связывающих источники питания (ГРП) по низкому давлению. Всю газоснабжаемую селитебную территорию делят на несколько районов. После разделения газоснабжаемой территории по районам осуществляют трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу. Схема газовой сети низкого давления – лист 2 графической части, расход газа по кварталам – таблица 7.



Расчет расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по методике приведенной в [7], расчетный расход газа, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + 0,55Q_{II}, \quad (14)$$

где  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке, м³/ч;

$Q_T$  – транзитный расход газа на участке, м³/ч;

$Q_{II}$  – путевой расход газа на участке, м³/ч.

Путевой расход для каждого участка, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_P = g_{y\partial} \cdot l, \quad (15)$$

где  $g_{y\partial}$  – удельный путевой расход газа на участке, м³/ч·м;

$l$  – длина рассчитываемого участка, мм;

Удельный путевой расход газа на участке равен сумме удельных расходов газа питающих контуров, которые обслуживает данный участок.

Удельный путевой расход газа для питающих контуров, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$g_{y\partial} = Q_K / l_K, \quad (16)$$

где  $Q_K$  – расход газа в питающем контуре, м³/ч;

$l_K$  – длина рассматриваемого контура, м.

Расчет удельных путевых расходов газа для всех питающих контуров сетей проведен по формуле (16) – таблица 11.

Таблица 11 – Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров сети

Контур, сектор, потребитель	Расход газа в питающем контуре, м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура, м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч·м
Контур 1	357	3370	0,10595
Контур 2	118	3610	0,03279
Контур 3	498	3910	0,12729
Контур 4	112	3840	0,02925
Контур 5	597	3140	0,19001
Сектор 1	256	640	0,39953
Сектор 2	525	2910	0,18025
Сектор 3	313	1780	0,17557
Сектор 4	240	1840	0,13067
Сектор 5	240	1020	0,23571
Сектор 6	284	1720	0,16518
Сектор 7	256	1320	0,19371
Сектор 8	256	1330	0,19225
Сектор 9	284	1390	0,20439
Сектор 10	313	1380	0,22646
Сектор 11	199	1040	0,19122
Сектор 12	148	2230	0,06639
Сектор 13	483	1280	0,37733
Сектор 14	444	2520	0,17606
Сектор 15	625	1370	0,45623
Сектор 16	133	1540	0,08653
Сектор 17	133	1620	0,08226
Всего	6813	—	—

Расчет путевого расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления проведен по формуле (15) – таблица 12.

Таблица 12– Расчет путевого расхода газа.

Номер кольца	Номер участка	Номер	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой рас- ход газа, м <sup>3</sup> /ч
1К	1-2	С12	450	0,1723	52,3
	2-3	С12	360	0,1723	41,8
	3-4	К4	400	0,1352	31,6
	4-5	К3	530	0,2332	68,3
	5-6	К3	520	0,2332	67,0
	6-7	С10	670	0,3324	72,9
	7-8	С11	340	0,2972	33,9
	8-1	С12	100	0,1723	11,6
2К	9-10	С17	360	0,1151	41,4
	10-11	К5	490	0,2228	40,3
	11-12	К5	480	0,2228	39,5
	12-13	К3	380	0,1601	42,5
	13-14	К3	380	0,1601	42,5
	14-15	К4	540	0,0620	33,5
	15-16	К4	250	0,0620	15,5
	16-17	К4	350	0,0620	21,7
	17-9	С17	380	0,1151	43,7
3К	18-19	С7	270	0,3210	34,9
	19-20	С8	430	0,3195	55,5
	20-6	С9	510	0,3317	67,4
	4-14	К4	320	0,1565	34,6
	12-21	С6	370	0,2925	45,1
	21-18	С7	200	0,3210	25,9
	17-24	С16	730	0,1158	84,5
	24-23	С15	460	0,4855	68,1
	23-22	С14	420	0,2053	26,7
	22-3	С14	370	0,2053	23,5
	12-27	С6	600	0,3552	55,5
	27-26	С4	460	0,3207	30,4
	26-25	С3	500	0,3656	47,6
	25-10	С2	610	0,3703	52,1
1С	29-30	С2	640	0,5798	89,6
2С	29-28		620	0,1803	22,2
	10-28	С17	450	0,2625	53,2
	25-31	С3	590	0,3558	48,2
3С	26-32	С4	690	0,3062	43,0
4С	27-33	С5	690	0,3664	31,9
5С	27-34	С6	330	0,4009	24,0
6С	21-35	С7	420	0,3589	39,3
7С	19-36	С8	430	0,3860	43,2
8С	20-37	С9	470	0,3966	48,6
9С	6-38	С10	410	0,4309	46,0

## Окончание таблицы 12

Номер кольца	Номер участка	Номер	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
10С	7-39	С11	300	0,4177	32,7
11С	8-40	С12	400	0,2576	46,5
12С	3-41	С14	420	0,2425	42,3
	41-42	С13	500	0,4437	82,4
13С	41-43	С14	780	0,5534	103,5
14С	23-44	С15	530	0,6323	81,2
15С	24-46	С16	380	0,5428	78,1
16С	17-45	С17	430	0,1688	72,6
Всего					2380,4

Транзитный расход газа – это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Для определения транзитного расхода газа необходимо рассмотреть пути его движения, точки конечной доставки и определить точки распределения потоков. Расчет транзитного расхода газа начинают с конечного участка пути движения.

Транзитный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{Ti} = \sum (Q_{T(i+1)} + Q_{П(i+1)}), \quad (17)$$

где  $Q_{Ti}$  – транзитный расход газа рассматриваемого участка, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{T(i+1)}$  – транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{П(i+1)}$  – путевой расход газа на следующем участке по ходу движения, м<sup>3</sup>/ч.

Расчет транзитного расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления – таблица 13.

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа.

Номер участка	Путевой расход газа, м³/ч	Перечень участков для опре- деления транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м³/ч
1-2	77,6	2-3	331,4
2-3	62,0	0,25 (3-4).0,25 (3-41)	269,4
3-4	54,1	4-5,4-14	268,0
4-5	123,6	-	-
5-6	121,3	-	-
6-7	222,7	5-6,6-20,6-38	560,3
7-8	101,0	7-6,7-39	908,3
8-1	17,2	7-8,8-40	1112,4
9-10	41,4	10-11,10-28,10-25	1434,4
10-11	109,2	-	-
11-12	106,9	-	-
12-13	60,8	-	-
13-14	60,8	-	-
14-15	33,5	-	-
15-16	15,5	-	-
16-17	21,7	15-16,	15,5
17-9	43,7	16-17,17-24,17-45	297,5
18-19	86,7	19-20,19-36	396,6
19-20	137,4	0,5 (20-37)	93,2
20-6	169,2	0,5 (20-37)	93,2
4-14	50,1	14-13,14-15	94,3
12-21	108,2	11-12,12-13,12-27	1019,2
21-18	64,2	12-21,21-35	1278,1
17-24	84,5	0,5 (24-46)	103,1
24-23	223,3	0,5 (24-46)	103,1
23-22	86,2	23-24,23-44	661,6
22-3	76,0	0,75 (3-4).0,75 (3-41)	808,1
12-27	213,1	27-26,27-33,27-34	638,3
27-26	147,5	0,5 (26-32)	105,7
26-25	182,8	0,5 (26-32)	105,7
25-10	225,9	25-26,25-31	498,4
29-30	371,1	-	-
29-28	111,8	29-30	371,1
10-28	118,1	28-29	482,8
25-31	209,9	-	-
26-32	211,3	-	-
27-33	252,8	-	-
27-34	132,3	-	-
21-35	150,7	-	-
19-36	166,0	-	-
20-37	186,4	-	-
6-38	176,7	-	-
7-39	125,3	-	-
8-40	103,1	-	-

## Окончание таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Перечень участков для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
3-41	101,8	41-42,41-43	653,5
41-42	221,9	-	-
41-43	431,6	-	-
23-44	335,1	-	-
24-46	206,3	-	-
17-45	72,6	-	-
Всего	6813,015	—	—

Определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах выполнено по формуле (14) – таблица 14.

Таблица 14 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа
1-2	52,3	151,5	180
2-3	41,8	109,7	133
3-4	31,6	178,8	196
4-5	68,3	-	38
5-6	67,0	-	37
6-7	72,9	204,7	245
7-8	33,9	310,3	329
8-1	11,6	390,7	397
9-10	41,4	374,7	397
10-11	40,3	-	22
11-12	39,5	-	22
12-13	42,5	-	23
13-14	42,5	-	23
14-15	33,5	-	18
15-16	15,5	-	9
16-17	21,7	15,5	27
17-9	43,7	233,4	257
18-19	34,9	123,0	142
19-20	55,5	24,3	55
20-6	67,4	24,3	61
4-14	34,6	76,0	95
12-21	45,1	245,3	270
21-18	25,9	329,7	344
17-24	84,5	39,0	86
24-23	68,1	39,0	77
23-22	26,7	188,4	203

22-3	23,5	328,9736969	342
------	------	-------------	-----

Окончание таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа
12-27	55,5	107,8	138
27-26	30,4	21,5	38
26-25	47,6	21,5	48
25-10	52,1	117,3	146
29-30	89,6	-	49
29-28	22,2	89,6	102
10-28	53,2	111,8	141
25-31	48,2	-	26
26-32	43,0	-	24
27-33	31,9	-	18
27-34	24,0	-	13
21-35	39,3	-	22
19-36	43,2	-	24
20-37	48,6	-	27
6-38	46,0	-	25
7-39	32,7	-	18
8-40	46,5	-	26
3-41	42,3	185,8	209
41-42	82,4	-	45
41-43	103,5	-	57
23-44	81,2	-	45
24-46	78,1	-	43
17-45	72,6	-	40

### 1.7.1 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления

В основе гидравлического расчета газопроводной сети лежит определение оптимальных параметров, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение). Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с

установкой газорегуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений.

$$\Delta p = \Delta p_{mp} + \Delta p_{м.с.}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (18)$$

Средняя скорость движения газа в трубе, м/с

$$\omega = \frac{V}{F}, \quad (19)$$

где  $V$  – объемный расход газа, м<sup>3</sup>/с;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>.

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, т.е. упорядоченным в виде движущихся один относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса.

$$Re = \omega \cdot D / \nu, \quad (20)$$

где  $\omega$  – скорость потока, м/с;

$D$  – диаметр трубопровода, м;

$\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с.

Интервал перехода ламинарного движения в турбулентное называется критическим и характеризуется  $Re = 2000-4000$ . При  $Re < 2000$  течение ламинарное, а при  $Re > 4000$  – турбулентное.



Практически в распределительных газопроводах преобладает турбулентное движение газа. Лишь в газопроводах малого диаметра, например во внутридомовых, при небольших расходах газ течет ламинарно. Течение газа по подземным газопроводам считают изотермическим процессом, так как температура грунта вокруг газопровода за короткое время протекания газа изменяется мало.

Различают гидравлический расчет сетей низкого давления и среднего давления.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (21)$$

где  $P_n$  и  $P_k$  – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

$l$  – длина газопровода, м;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$P_0 = 0,101325$  МПа;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, см.

Для сетей низкого давления потери

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l, \quad (22)$$

где  $P_n$  – давление в начале газопровода, Па;

$P_k$  – давление в конце газопровода, Па.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов расчетный внутренний диаметр газопровода, см, можно предварительно определить по формуле

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_o^m}{\Delta P_{y\partial}}}, \quad (23)$$

где  $d_p$  – расчетный внутренний диаметр, см;

$A$  – коэффициент, зависящий от категории сети. Для низкого давления

$A = 10^6 / (162\pi^2) = 626$ , для сети среднего давления  $A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2}$ , откуда  $P_0 = 0,101325$

МПа;

$P_m$  – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа;

$B, m, n$  – коэффициенты, зависящие от материала газопровода. Для стальных труб  $B = 0,022, m = 2, n = 5$ , для полиэтиленовых  $B = 0,0446, m = 1,75, n = 4,75$ ;

$Q_0$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{y\partial}$  – удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего давления), определяемые по формуле

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{\Delta P_{\partial on}}{1,1 \cdot L}, \quad (24)$$

где  $\Delta P_{\partial on}$  – допустимые потери давления (Па – для сетей низкого давления, МПа – для сетей среднего давлений);

$L$  – расстояние до самой удаленной точки, м.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший – для стальных газопроводов и ближайший меньший – для полиэтиленовых.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуется числом Рейнольдса.

$$R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} = 0,0354 \frac{V}{d \cdot \nu}, \quad (25)$$

где  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости газа, м<sup>2</sup>/с, при нормальных условиях;

$d$  – внутренний диаметр трубопровода, см;

$V$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$Re \left( \frac{n}{d} \right) < 23, \quad (26)$$

где  $n$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения  $Re$  коэффициент гидравлического трения  $\lambda$ :  
для ламинарного режима движения газа при  $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (27)$$

для критического режима движения газа при  $Re = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (28)$$

При  $Re > 4000$  в зависимости от выполнения условия (26):  
для гидравлически гладкой стенки (неравенство (26) справедливо):  
при  $4000 < Re < 100000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (29)$$

при  $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (30)$$

для шероховатых стенок (неравенство (26) несправедливо) при  $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (31)$$

Относительная ошибка в кольцах рассчитывается по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\% \text{ менее } 10\%, \quad (10)$$

где  $\sum \Delta P$  - суммарные потери давления всех участков кольца, Па;

$/ \sum \Delta P /$  - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, Па.

Чтобы приступить к гидравлической увязке колец рассчитываемой сети, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках -  $\Delta P / Q_P$ , где  $\Delta P$  - потери давления на участке, Па;  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке,  $м^3/ч$ .

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (11)$$

где  $\sum \Delta P$  - потери давления в кольце, Па;

$\sum \frac{\Delta P}{Q_P}$  - зависимость потерь давления и расхода в кольце.

Поправочные круговые расходы для колец сети определяются с учетом рассчитанного поправочного расхода предыдущих колец. Для первого кольца поправочный круговой расход определяется по формуле

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (12)$$

где  $\Delta Q_{K_1}^1$  - первый поправочный круговой расход первого кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$(\Delta P / Q_P)_n$  - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

$\Delta Q_{K_n}^1$  - первый поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$\sum (\Delta P / Q_P)_1$  - зависимость потерь давления и расхода в первом кольце.

При определении величины  $\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)$  учитываются все участки соседних колец, попадающих в контур расчетного кольца.

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n})}{\sum (\Delta P / Q)_i} + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (13)$$

где  $\Delta Q_{K_i}^1$  - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$(\Delta P / Q_P)_n$  - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

$\Delta Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_n}^1$  - первый поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч, используется в расчетах, если не определен поправочный круговой расход в данном кольце;

$\sum (\Delta P / Q_P)_i$  - зависимость потерь давления и расхода в рассчитываемом кольце.

Таким образом, при проведении гидравлических расчетов газораспределительной сети учитывается материал газопровода, а также процесс старения трубы, который выражается в увеличении шероховатости и зарастании стальных труб.. Гидравлический расчет тупиковых ответвлений – таблица 17.



Таблица 16 Гидравлический расчет сети низкого давления. Первый этап.

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
1К	1-2	C12	450	273x8	-374,1	0,0230	-70	0,188
	2-3	C12	360	273x8	-303,5	0,0242	-39	0,129
	3-4	K4	400	273x8	-297,8	0,0243	-42	0,141
	4-5	K3	530	159x5	-68,0	0,0307	-56	0,822
	5-6	K3	520	159x5	66,7	0,0308	53	0,795
	6-7	C10	670	273x8	682,8	0,0214	325	0,476
	7-8	C11	340	273x8	963,9	0,0201	310	0,321
							$\Sigma=67$ $\Sigma/\Delta P/=1016$	$\Sigma=3,071$
Гидравлическая увязка $Q1=-115,2 \text{ м}^3$								
Ошибка $\Delta= 118,31\%$								
Поправочный расход $Q=- 165,1 \text{ м}^3$								

Продолжение таблицы 16

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
2К	9-10	C17	360	273x8	-1457,1	0,0189	-704	0,483
	10-11	K5	490	159x5	-60,0	0,0317	-42	0,693
	11-12	K5	480	159x5	58,8	0,0318	39	0,668
	12-13	K3	380	159x5	-33,5	0,0366	-12	0,346
	13-14	K3	380	159x5	33,5	0,0366	12	0,346
	14-15	K4	540	273x8	-18,4	0,0361	0	0,017
	15-16	K4	250	273x8	8,5	0,0779	0	0,008
	16-17	K4	350	273x8	27,5	0,0346	0	0,016
	17-9	C17	380	273x8	321,5	0,0239	46	0,142
							$\Sigma=-661$ $\Sigma/\Delta P=855$	$\Sigma=2,721$
Гидравлическая увязка Q1= 138,88								
Ошибка $\Delta=-154,59\%$								
Поправочный расход Q=102,4м <sup>3</sup>								



Продолжение таблицы 16

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участ- ка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный рас- ход газа, $Q_P$ , м³/ч	$\lambda$	Потери дав- ления, $\Delta P$ , Па	Зависимость по- терь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
3К	18-19	С7	270	273x8	-444,3	0,0220	-57	0,129
	19-20	С8	430	273x8	-168,8	0,0280	-17	0,099
	20-6	С9	510	273x8	186,3	0,0273	24	0,127
	6-5	К1	520	159x5	-66,7	0,0308	-53	0,795
	5-4	К1	530	159x5	68,0	0,0307	56	0,822
	4-14	К4	320	273x8	-121,9	0,0304	-7	0,058
	14-13	К2	380	159x5	-33,5	0,0366	-12	0,346
	13-12	К2	380	159x5	33,5	0,0366	12	0,346
	12-21	С6	370	273x8	1078,7	0,0198	415	0,384
	21-18	С7	200	273x8	1313,4	0,0192	323	0,246
							$\Sigma=683$ $\Sigma/\Delta P=974$	$\Sigma=3,353$
Гидравлическая увязка $Q_1 = -116,4$								
Ошибка $\Delta = 140,22\%$								
Поправочный расход $Q = -170,0,0 \text{ м}^3$								

Продолжение таблицы 16

Номер кольца	Номер участка	Номер со- седнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участ- ка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный рас- ход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери дав- ления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
4К	4-14	К3	320	273x8	121,9	0,0304	7	0,058
	14-15	К2	540	273x8	18,4	0,0361	0	0,017
	15-16	К2	250	273x8	-8,5	0,0779	0	0,008
	16-17	К2	350	273x8	-27,5	0,0346	0	0,016
	17-24	С16	730	219x8	149,6	0,0272	70	0,471
	24-23	С15	460	219x8	-226,0	0,0246	-91	0,404
	23-22	С14	420	219x8	-709,0	0,0208	-696	0,981
	22-3	С14	370	219x8	-849,9	0,0203	-857	1,009
	3-4	К1	400	273x8	297,8	0,0243	42	0,141
Гидравлическая увязка $Q^I=280,6$							$\Sigma=1525$ $\Sigma/\Delta P=1765$	$\Sigma=3,106$
Ошибка $\Delta=-172,84\%$								
Поправочный расход $Q=271,3 \text{ м}^3$								

Продолжение таблицы 16

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
5К	10-11	К2	490	159x5	60,0	0,0317	42	0,693
	11-12	К2	480	159x5	-58,8	0,0318	-39	0,668
	12-27	С6	600	273x8	755,5	0,0210	350	0,463
	27-26	С4	460	273x8	186,8	0,0273	21	0,114
	26-25	С3	500	273x8	-206,2	0,0267	-28	0,134
	25-10	С2	610	273x8	-622,6	0,0217	-250	0,402
							$\Sigma=-96$ $\Sigma/\Delta P/=730$	$\Sigma=2,474$
Гидравлическая увязка Q1=-22,1								
Ошибка $\Delta= 26,23\%$								
Поправочный расход Q=34,2 м <sup>3</sup>								

Таблица 17 – Сводный расчет поправочных расходов в кольцах

№ кольца	Поправочный круговой расход, м <sup>3</sup>										
	1 приближение	2 приближение	3 приближение	4 приближение	5 приближение	6 приближение	7 приближение	8 приближение	9 приближение	10 приближение	итого
K1	-165,077	20,00298	-1,58085	-2,59137	-1,48108	-0,80063	-0,42952	-0,22984	-0,12283	-0,0656	<b>-152,375</b>
K2	102,3606	-17,2462	-8,61006	-3,97225	-2,10208	-1,12436	-0,60107	-0,32107	-0,17143	-0,09151	<b>68,12057</b>
K3	-170,037	60,4543	-2,37703	-2,78508	-1,49779	-0,80359	-0,43004	-0,22984	-0,12275	-0,06554	<b>-117,894</b>
K4	271,3033	-18,3636	-0,58064	-0,68359	-0,36175	-0,19507	-0,10446	-0,05586	-0,02984	-0,01593	<b>250,9127</b>
K5	34,18502	-15,35	-4,53494	-1,98909	-1,0616	-0,56818	-0,30365	-0,16217	-0,08658	-0,04621	<b>10,08257</b>

Таблица 18 Гидравлический расчет сети низкого давления

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход га- за, $QP$ , м³/ч	Круговой расход газа, $\Delta QK$ , м³/ч	Поправочный круговой расход газа на участке, $QUЧ$ , м³/ч	Расчетный расход газа, $Q_P^II$ , м³/ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па
1К	1-2	C12	450	273x8	-374,1	-152,4	-152,4	-526,4	0,0211	-128
	2-3	C12	360	273x8	-303,5		-152,4	-455,9	0,0219	-80
	3-4	K4	400	273x8	-297,8		-403,3	-701,1	0,0213	-204
	4-5	K3	530	159x5	-68,0		-34,5	-102,5	0,0277	-115
	5-6	K3	520	159x5	66,7		-34,5	32,2	0,0370	15
	6-7	C10	670	273x8	682,8		-152,4	530,4	0,0210	193
	7-8	C11	340	273x8	963,9		-152,4	811,5	0,0207	226
	8-1	C12	100	273x8	1121,9		-152,4	969,5	0,0201	92
										$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=1052$
Ошибка $\Delta=0,04\%$										
2К	9-10	C17	360	273x8	-1457,1	68,1	68,1	-1389,0	0,0190	-644
	10-11	K5	490	159x5	-60,0		58,0	-2,0	0,1919	0
	11-12	K5	480	159x5	58,8		58,0	116,9	0,0268	131
	12-13	K3	380	159x5	-33,5		186,0	152,6	0,0251	165
	13-14	K3	380	159x5	33,5		186,0	219,5	0,0247	336
	14-15	K4	540	273x8	-18,4		-182,8	-201,2	0,0268	-29
	15-16	K4	250	273x8	8,5		-182,8	-174,3	0,0278	-10
	16-17	K4	350	273x8	27,5		-182,8	-155,3	0,0286	-12
	17-9	C17	380	273x8	321,5		68,1	389,6	0,0227	64
										$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=1391$
Ошибка $\Delta=0,06\%$										

Продолжение таблицы 18

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, l <sub>уч</sub> , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход газа, Q <sub>р</sub> , м³/ч	Круговой расход газа, ΔQ <sub>к</sub> , м³/ч	Поправочный круговой расход газа на участке, Q <sub>уч</sub> , м³/ч	Расчетный расход газа, $Q_P^II$ , м³/ч	λ	Потери давле- ния, ΔP, Па
3К	18-19	C7	270	273x8	-444,3	-117,9	-117,9	-562,1	0,0207	-86
	19-20	C8	430	273x8	-168,8		-117,9	-286,7	0,0245	-42
	20-6	C9	510	273x8	186,3		-117,9	68,4	0,0351	4
	6-5	K1	520	159x5	-66,7		34,5	-32,2	0,0370	-15
	5-4	K1	530	159x5	68,0		34,5	102,5	0,0277	115
	4-14	K4	320	273x8	-121,9		-368,8	-490,7	0,0215	-81
	14-13	K2	380	159x5	-33,5		-186,0	-219,5	0,0247	-336
	13-12	K2	380	159x5	33,5		-186,0	-152,6	0,0251	-165
	12-21	C6	370	273x8	1078,7		-117,9	960,8	0,0201	335
	21-18	C7	200	273x8	1313,4		-117,9	1195,5	0,0195	271
										Σ=0 Σ/ΔP/=1450
Ошибка Δ= 0,00%										
4К	4-14	K3	320	273x8	121,9	250,9	121,9	490,7	0,0215	81
	14-15	K2	540	273x8	18,4		18,4	201,2	0,0268	29
	15-16	K2	250	273x8	-8,5		-8,5	174,3	0,0278	10
	16-17	K2	350	273x8	-27,5		-27,5	155,3	0,0286	12
	17-24	C16	730	219x8	149,6		149,6	400,5	0,0229	425
	24-23	C15	460	219x8	-226,0		-226,0	25,0	0,0362	2
	23-22	C14	420	219x8	-709,0		-709,0	-458,1	0,0224	-312
	22-3	C14	370	219x8	-849,9		-849,9	-599,0	0,0214	-449
	3-4	K1	400	273x8	297,8		297,8	701,1	0,0213	204
										Σ=0 Σ/ΔP/=1523
Ошибка Δ= 0,00%										

Окончание таблицы 18

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, l <sub>уч</sub> , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход газа, Q <sub>Р</sub> , м³/ч	Круговой расход газа, ΔQ <sub>К</sub> , м³/ч	Поправочный круговой расход газа на участке, Q <sub>уч</sub> , м³/ч	Расчетный расход газа, Q <sub>Р</sub> <sup>П</sup> , м³/ч	λ	Потери давле- ния, ΔР, Па
5К	10-11	К2	490	159х5	159х5	10,1	60,0	2,0	0,1919	0
	11-12	К2	480	159х5	159х5		-58,8	-116,9	0,0268	-131
	12-27	С6	600	273х8	273х8		755,5	765,6	0,0209	359
	27-26	С4	460	273х8	273х8		186,8	196,9	0,0270	23
	26-25	С3	500	273х8	273х8		-206,2	-196,1	0,0270	-25
	25-10	С2	610	273х8	273х8		-622,6	-612,5	0,0203	-226
										Σ=0 Σ/ΔР/=765
Ошибка Δ= 0,00%										

Таблица 19 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	$l$ , м	$dn \times s$ , мм	$QP$ , м <sup>3</sup> /ч	Лямбда, $\lambda$	$\Delta P$ , Па
29-30	640	108x5	204,0836	0,024192	3896
29-28	620	108x5	432,5276	0,022146	15520
10-28	450	219x8	547,7907	0,021686	464
25-31	590	108x5	115,4659	0,026467	1258
26-32	690	108x5	116,2186	0,026438	1489
27-33	690	108x5	139,0423	0,02565	2067
27-34	330	108x5	72,7624	0,027174	287
21-35	420	108x5	82,90382	0,026302	459
19-36	430	108x5	91,28086	0,027611	598
20-37	470	108x5	102,534	0,02703	807
6-38	410	108x5	97,15881	0,027295	638
7-39	300	108x5	68,91913	0,027545	237
8-40	400	108x5	56,67779	0,028925	225
3-41	420	108x5	709,5214	0,021277	27181
41-42	500	108x5	122,0262	0,026216	1179
41-43	780	108x5	237,406	0,023698	6295
23-44	530	108x5	184,3141	0,02455	2671
24-46	380	108x5	113,4386	0,026549	784
17-45	430	108x5	39,91992	0,031574	131

### 1.8. Распределительные сети среднего давления

Для снижения давления газа поступающего в город из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.



Для подвода газа в котельную, а так же к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в городе, в работе запроектирован тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 19.

Таблица 20– Перечень потребителей присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
ГРП №1	606	5
ГРП №2	693	5
ГРП №3	514	5
ГРП №4	568	5
Шинный завод	1154	20
Завод по переработке рыбы	169	10
Пром. зона (пищевая промышленность котельной шинного завода)	111	10
Центральная котельная	2626	20
Котельная	656	10

В таблице 20 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

### 1.8.1. Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [7]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа.

Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 2 графической части.

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и располагаемого перепада квадрата давления на участке,  $\text{кПа}^2/\text{м}$ , которое определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{уч}} = (p_{H.\text{уч}}^2 - p_K^2) 100 / 1,1 l_{\text{отв}}, \quad (32)$$

где  $p_{H.\text{уч}}$  – давление газа перед в начале участка,  $\text{кПа}$ ;

$p_K$  – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка,  $\text{кПа}$ ;

$l_{\text{отв}}$  – длина участка, м.

Расчет распределительной газовой сети среднего давления сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условие

$$p_{K.\text{уч}} > p_K, \quad (33)$$

где  $p_{K.\text{уч}}$  – давление газа в конце участка,  $\text{кПа}$ ;

$p_K$  – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка,  $\text{кПа}$ .

Давление газа в конце ответвления,  $\text{кПа}$ , рассчитывается по формуле

$$p_{K.\text{уч}} = \sqrt{p_{H.\text{уч}}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}}, \quad (34)$$

где  $p_{H.\text{уч}}$  – давление газа в начале участка,  $\text{кПа}$ ;

$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}$  – потери квадрата давления газа на участке,  $\text{кПа}^2$ .

Давление газа перед ответвлением,  $\text{кПа}$ , рассчитывается по формуле

$$p_{H.уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C}, \quad (35)$$

где  $p_H$  – начальное давление газа после головного ГРП, кПа;

$\sum \Delta P_C$  – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа<sup>2</sup>.

Потери квадрата давления на участке определяются по формуле

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} = 1,1 \frac{p_H^2 - p_K^2}{l} 100 l_{уч} / 100, \quad (36)$$

где  $\frac{p_H^2 - p_K^2}{l} 100$  – потери квадрата давления на 100 метров длины участка, кПа<sup>2</sup>;

$l_{уч}$  – длина рассчитываемого участка, м.

Потери квадрата давления на участке определяются по формуле

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_o}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (37)$$

где  $P_H$  и  $P_K$  – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

$l$  – длина газопровода, м;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$P_0 = 0,101325$  МПа;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, см.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 20.

Таблица 21 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления

Номер участка	Расход газа на участке, $Q_{У.АВ}$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l_{ОТВ,М}$	Диаметр участка, $dn \times s$ , мм	Коэффициент гидравлического трения $\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)_У$ , кПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, $p_{Н.ОТВ}$ , МПа	Конечное давление газа, $p_{К.ОТВ}$ , МПа
1-2	7097	2100	325x8	0,0160	0,0066	0,280	0,268
2-3	6986	700	273x8	0,0164	0,0055	0,268	0,257
3-4	6816	290	273x8	0,0164	0,0022	0,257	0,253
4-5	5554	900	273x8	0,0166	0,0045	0,253	0,244
5-6	4986	800	273x8	0,0167	0,0033	0,244	0,237
6-7	3832	730	273x8	0,0170	0,0018	0,237	0,233
7-8	1207	1070	273x8	0,0194	0,0003	0,233	0,233
8-9	514	1790	273x8	0,0212	0,0001	0,233	0,232
2-10	111	240	60x5	0,0262	0,0028	0,268	0,263
3-11	169	620	60x5	0,0253	0,0160	0,257	0,224
4-12	1263	1340	152x5	0,0196	0,0080	0,253	0,237
5-13	568	890	127x5	0,0214	0,0031	0,244	0,238
6-14	1154	940	127x5	0,0202	0,0127	0,237	0,209
7-15	2626	60	114x5	0,0199	0,0075	0,233	0,217
8-16	693	370	127x5	0,0210	0,0019	0,233	0,229
12-17	656	350	89x5	0,0220	0,0119	0,237	0,210
12-18	606	660	127x5	0,0212	0,0026	0,237	0,231

Конечное давление в ответвлении на всех участках больше чем давление газа для нормальной работы потребителей.

## 1.9 Расчет неравномерности потребления газа

Все городские потребители – бытовые, коммунальные, общественные и промышленные – потребляют газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, календарным дням, а также по часам суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают:

- 1) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;

2) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;

3) часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газоснабжения зданий и промышленных цехов. В большинстве случаев теоретический учет влияния отдельных факторов на неравномерность потребления оказывается невозможным. Наиболее достоверный путь – это накопление и систематизация опытных данных в течение длительного периода. Только при достаточном количестве экспериментального материала можно говорить о надежных сведениях по режимам потребления.

Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Суммарные годовые графики потребления газа городами и экономическими районами являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Решение проблемы неравномерности потребления позволяет обеспечить надежность газоснабжения и повысить экономическую эффективность газоснабжающих систем.

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты. Режим потребления по месяцам года на бытовые нужды (в квартирах), на учреждения коммунально-бытового обслуживания, столовые, хлебозаводы, бани и прачечные приведен в таблице 10.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле (12)

$$Q = C(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})n, \quad (12)$$

где  $Q$  – количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода  $n$ ;

$C$  – постоянная величина;

$t_{\text{в}}$  – внутренняя температура;

$t_{\text{н}}$  – наружная температура, средняя для периода  $n$ ;

$n$  – число часов или суток стояния температуры  $t_{\text{н}}$ .

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18-20°C.

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитывают по формуле (13) и занесены в таблицу(21)

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (13)$$

где  $t_{срм}$  – среднемесячные температуры,

$n_m$  – число отопительных дней в месяце.

Таблица 22– Расход газа по месяцам года, тыс.м<sup>3</sup>/мес.

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Шинный завод	509,6	460,3	509,6	493,2	509,6	493,2	509,6	509,6	493,2	509,6	493,2	509,6
Завод по переработке рыбы	84,9	76,7	84,9	82,2	84,9	82,2	84,9	84,9	82,2	84,9	82,2	84,9
Пром зона (пищевая <b>Ошибка!</b> котельной шинного завода)	42,5	38,4	42,5	41,1	42,5	41,1	42,5	42,5	41,1	42,5	41,1	42,5
Центральная котельная	1695,6	1440,0	1260,1	853,6	387,6	193,3	199,8	199,8	429,1	922,6	1288,1	1633,4
Котельная	492,2	413,5	344,5	209,4	54,2	0,0	0,0	0,0	61,5	230,1	356,7	463,6
КБП население	441,3	411,3	428,5	398,5	368,5	299,9	214,2	222,8	299,9	372,8	402,8	424,2
ОВ население	3006,2	2525,8	2104,3	1278,7	331,3	0,0	0,0	0,0	375,7	1405,2	2178,5	2831,4
Итого	6272,2	5366,0	4774,4	3356,6	1778,6	1109,7	1051,0	1059,6	1782,7	3567,6	4842,5	5989,5

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, рас-

чета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика. Часовая неравномерность приведена в таблице (12). Таблица заполнена на основании расчетов из раздела 1.3.

Таблица 23 – Часовая неравномерность

Часы суток, ч	ГРП №1	
	Расход газа, % от суточного потребления	Результаты расчета за январь, м3/ч
0-1	3,1	1280
1-2	2,6	1224
2-3	2,5	1213
3-4	2,2	1179
4-5	2,5	1213
5-6	2,7	1236
6-7	3,5	1325
7-8	5	1494
8-9	5,2	1516
9-10	5,2	1516
10-11	5,4	1539
11-12	5,2	1516
12-13	4,9	1483
13-14	4,6	1449
14-15	4,4	1426
15-16	5	1494
16-17	4,9	1483
17-18	5	1494
18-19	5,2	1516
19-20	5,4	1539
20-21	4,7	1460
21-22	4,2	1404
22-23	3,5	1325
23-24	3,1	1280

Графики неравномерности газа приведены на листе 3 в графическом формате.



### 1.9.1 Газорегуляторные станции (ГРС)

Газ из магистральных газопроводов поступает в городские системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС). На ГРС давление газа снижают до величины, необходимой для этих систем, и поддерживают постоянным. Основное отличие ГРС от городских и промышленных газораспределительных пунктов состоит в том, что они получают газ из магистральных газопроводов, и поэтому их оборудование рассчитывают на рабочее давление в 5,5; 7,5 МПа, т.е. на максимально возможное давление в магистральном газопроводе. Кроме того, ГРС характеризуется большими пропускными способностями (100...200 тыс.м<sup>3</sup>/ч и более), в связи с этим дросселирование газа на них осуществляют в несколько ниток и на каждой из них устанавливают соответственно регулятор давления большой пропускной способности.

ГРС отличаются от ГРП также дополнительной обработкой газа. Кроме очистки газа в фильтрах на них предусматривают его одоризацию, а у некоторых типов станций – еще и подогрев газа. На всех ГРС устанавливают расходомеры для измерения количества протекающего газа. Так как перерыв в газоснабжении городов, поселков и крупных промышленных потребителей допускать нельзя, то защитную автоматику ГРС создают по принципу резервирования, а не отключения потока газа при отказах регулирующего оборудования.

На ГРС устанавливают как регуляторы непрямого, так и прямого действия. В качестве регуляторов непрямого действия в настоящее время применяют регуляторы РДУ, разработанные ВНИПИгаздобыча. Из регуляторов прямого действия на ГРС применяют регуляторы РД, разработанные ВНИИгазом. Эти регуляторы показали высокую надежность работы при одноступенчатом дросселировании потока. Для автоматического предотвращения выхода регулируемого давления газа за допустимые пределы (т.е. для предотвращения недопустимого повышения и понижения давления в сетях потребителей) на ГРС предусматривают автоматические системы защиты. Большинство таких систем построено с использованием следующих двух принципов.

1. Системы с перестройкой режимов работы регуляторов давления. Эти системы предусматривают наличие рабочих и резервной ниток регулирования. На каждой нитке устанавливают регулирующий и контрольный клапаны. При нормальном режиме на рабочих нитках контрольные клапаны открыты, так как настроены на давление, несколько превышающее номинальное. Клапаны резервной нитки настроены на давление, несколько меньшее номинального, поэтому они закрыты. Следовательно, система работает по методу облегченного (теплого) резерва (когда резерв находится в неполном рабочем режиме). При аварийном открытии рабочего регулирующего клапана и росте выходного давления в работу включения контрольный клапан, который предотвращает недопустимое повышение давления и поддерживает его постоянным. При аварийном закрытии регулирующего клапана и понижении давления в работу включается резервная нитка и снижение давления газа прекращается.

2. Следующий принцип защиты состоит в установке на каждой нитке редуцирования крана с пневмоприводом и программным управлением. При повышении регулируемого давления кран выключает нитку с отказавшим регулирующим клапаном, снижение давления предотвращает резервная нитка. Программа может осуществлять избирательное отключение поврежденных редуцирующих ниток и включение резервных. В этом случае при трех редуцирующих нитках одна из которых резервная, при нормальном режиме работают все нитки и все пневмокраны открыты. Таким образом, система работает по методу нагруженного (горячего) резерва, т.е. когда резерв находится в рабочем режиме. При аварийном открывании одного из регуляторов и повышении выходного давления система защиты подает команду на закрывание первой нитки. Если после ее перекрытия давление продолжает расти (следовательно, регулятор исправный), то закрывается кран на второй нитке, а на первой открывается. Если же при этом регулируемое давление перестает увеличиваться, то защита прекращает свое действие, так как при этом, очевидно, отказал регулятор второй нитки. Если, наконец, давление будет продолжать расти, то защита закроет третью нитку и откроет вторую. Такая система может работать и при четырех нитках.

Технологическое оборудование ГРС, автоматика и КИП расположены в здании. Расходную нитку  $Dy=200$  мм, прокладывают над землей на столбах. ГРС по периметру обносят ограждением. К ГРС запроектирована подъездная автомобильная дорога, соединяющая площадку с дорогой общего пользования.

После отключающего крана газ по трубе поступает в помещение ГРС и проходит через висциновые фильтры и далее направляется в подогреватель газа. Подогрев газа осуществляют для исключения образования кристаллогидратов при дросселировании газа на клапанах. После подогрева газ направляется к ниткам редуцирования. В проекте предусмотрены три нитки; две рабочих одна резервная. Все нитки имеют одинаковое оборудование, которое установлено на каждой нитке по ходу газа в следующем порядке: кран с пневматическим приводом  $Dy=100$  мм и узлом управления; регулятор давления РДУК-2Н-100/70, кран со смазкой  $dy = 150$  мм. Диаметр нитки редуцирования 150 мм. Для сброса газа от каждой нитки предусмотрены продувочные газопроводы с вентилями, объединенные в общую продувочную свечу. После дросселирования газ поступает в расходомерный газопровод, на котором установлена камерная диафрагма. Длина расходомерной нитки принята из условий стабилизации потока газа.

На входном и выходном газопроводах перед ГРС предусмотрена установка изолирующих фланцев.

### **1.9.2. Подбор газорегуляторных пунктов и регуляторов давления**

Для снижения давления газа поступающего в город из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

С учетом планировки города, из условия оптимального расстояния действия ГРП 600-800 метров, в микрорайоне проектируются четыре сетевых газорегуляторных пункта, и пять газорегуляторных установок.

В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП их разделяют на ГРП среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа и ГРП высокого давления с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных.

ГРП могут быть сетевыми, питающими городскую распределительную сеть низкого и среднего давлений, и объектовыми, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям. ГРП следует размещать в отдельно стоящих зданиях или в шкафах. ГРП располагают в садах, скверах, внутри жилых кварталов, во дворах, на территории промышленных и коммунальных предприятий. ГРП, располагаемые в шкафах, устанавливают на отдельных несгораемых опорах. Шкафы следует располагать на высоте, удобной для обслуживания и ремонта. Расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 3 м при условии, что давление газа не более 0,3 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

ГРП следует располагать в светлых и несгораемых одноэтажных помещениях с покрытиями, легко сбрасываемыми при действии взрывной волны с массой на 1 м<sup>2</sup> не более 120 кг. В случае применения трудно-сбрасываемых покрытий общая площадь оконных, дверных проемов и световых фонарей принимается не менее 500 см на 1 м<sup>3</sup> внутреннего объема помещения. Двери помещений должны открываться наружу. Вопрос об отоплении ГРП решают в зависимости от климатических условий, влажности газа и конструкции применяемого оборудования. В отапливаемых помещениях ГРП температуру воздуха следует поддерживать не менее 5°C. Отопление может быть водяным, паровым или от индивидуальной отопительной установки. Здание ГРП оборудуют естественной вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Вытяжку осуществляют с помощью дефлектора, а приточный воздух поступает через жалюзийную решетку. Помещение ГРП должно иметь естественное освещение. Электрическое освещение ГРП может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении. Если расстояние от ГРП до ближайшего здания больше высоты этого здания, то ГРП оборудуют молниеотводами. При размещении ГРП в шкафу, его следует изготавливать из несгораемых материалов, а в нижней и верхней частях устраивать отверстия для вентиляции. На вводе газопровода в ГРП и на выводах из него должны быть установлены отключающие устройства на расстоянии не менее 5 и не более 100 м. Оборудование сетевых газорегуляторных пунктов

состоит из следующих основных узлов и элементов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, продувочных линий. В качестве отключающих устройств при диаметрах до 100 мм используют пробковые краны со смазкой (КСР), при больших диаметрах – клиновые стальные задвижки (ЗКЛ2). Для очистки газа на ГРП устанавливают волосяные или сетчатые фильтры.

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК - только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.). Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти. Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание клапана ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает клапан ПЗК, который перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям. Клапан ПЗК сработает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 10%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки

клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через клапан ПСК при наличии в ГРП клапана ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

Импульсы для клапанов ПЗК, ПСК и регулятора давления следует отбирать из газопровода после ГРП в месте, где поток газа стабилизировался.

Для контроля конечного, среднего и высокого давления применяют предохранительные пружинные клапаны ППК-4-50-16. Контролируемое давление в них подают непосредственно под золотник, который к седлу клапана прижимается пружиной. Если сила давления на золотник окажется больше усилия пружины, то клапан откроется и сбросит газ. Клапаны ППК-4-50-16 настраивают на давление от 0,05 до 2,2 МПа.

Для продувки газопровода до ГРП, газопроводов и оборудования ГРП, а также сброса газа при ремонтах и замене оборудования ГРП предусматривают специальные продувочные газопроводы, которые выводят наружу в безопасные места для окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 м выше карниза здания ГРП. Таким же требованиям подчиняются и сбросные газопроводы (свечи) от ПСК. Продувочные газопроводы одного давления можно объединить в общую свечу. Диаметр свечи должен быть не менее 19 мм

Сетевые ГРП обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ГРП практически установить невозможно. Кроме того, они изменяются в зависимости от режима потребления газа, поэтому потребители, расположенные на границах зон, могут получать газ в зависимости от режима то от одного, то от другого ГРП. В связи с этим каждый газорегуляторный пункт не имеет точно определенных потребителей, и, следовательно, нет смысла учитывать расход газа в каждом ГРП. Их не оборудуют узлами измерения расхода газа.

Однако, на сетевых ГРП, подающих газ в отдельный изолированный район, может оказаться целесообразной установка приборов для измерения расхода газа. Регулярный учет расхода газа позволит вести дальнейшее изучение режимов потребления, режимов газовых сетей, а также уточнять нормы потребления и коэффициенты неравномерности потребления газа.

Компоновка оборудования ГРП и ГРУ должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 400 мм, а ширину основного прохода в помещении не менее 0,8 м. Прокладывать газопроводы в каналах пола не рекомендуется.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
ГРП №1	231	5	606
ГРП №2	229	5	693
ГРП №3	232	5	514
ГРП №4	238	5	568
Шинный завод	209	20	1154
Завод по переработке рыбы	224	10	169
Пром. зона (пищевая промышленность от котельной шинного завода)	263	10	111
Центральная котельная	217	20	2626
Котельная	210	10	656

Регуляторы давления РДУК-2В-100/70, РДУК-2В-200/105, стабильно работают с коэффициентом загрузки  $KЗ=10÷80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100, \quad (38)$$

где  $Q_P$  – расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{\max}$  – максимальная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (39)$$

где  $f$  – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см<sup>2</sup> [6, таблица 93];

$\varphi$  – коэффициент зависящий от отношения  $p_2/p_1$  и определяемый по графику [6, рисунок 145];

$K$  – коэффициент расхода [6, таблица 93];

$p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа;

$p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки  $K_3=10\div 80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_p} 100, \quad (40)$$

где  $Q$  – требуемая пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_P$  – расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

На выбор регулятора давления РД-32М и РД-50М влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое



истечение газа ( $p_2/p_1 > 0,5$ ), а при определенном перепаде наступает критическое истечение газа ( $p_2/p_1 < 0,5$ ), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где  $p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа,  $p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-32М и РД-50М, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формулам при ( $p_2/p_1 > 0,5$ )

$$Q_p = 0,031 Q_{\Pi} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_g}}, \quad (41)$$

при ( $p_2/p_1 < 0,5$ )

$$Q_p = 0,0157 Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_g}}, \quad (42)$$

где  $Q_{\Pi}$  – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа, (приложение 2);

$\Delta p = p_1 - p_2$  расчетный перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, кПа;

$\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

### **Шинный завод**

Расчетный расход газа – 1154 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 208 кПа, абсолютное давление газа на входе 310 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/70

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=121,3/310=0,39$   $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 310 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 4262,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{1154}{4262,3} 100 = 27,07 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

### **Центральная котельная регулятор РДУК-2В-100/70**

Расчетный расход газа – 2626 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 216 кПа, абсолютное давление газа на входе 318 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/70

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,46.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=121,3/318=0,38$   $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,5 \cdot 0,46 \cdot 318 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 11331,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{2626}{11331,7} 100 = 23,17 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

### **ГРП №1**

регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 606 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 231 кПа, абсолютное давление газа на входе 332 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/70

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,5.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 106,3/332 = 0,32$   $\varphi = 0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,5 \cdot 0,40 \cdot 332 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 4573 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{606}{4573} 100 = 13,25 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

## **ГРП №2**

регулятор РДУК-2В-200/105

Расчетный расход газа – 693 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 229 кПа, абсолютное давление газа на входе 330 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-200/105

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 106,3/330 = 0,32$   $\varphi = 0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,5 \cdot 0,49 \cdot 330 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 12523 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{693}{12523} 100 = 5,54 \%$$

.Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105

### **ГРП №3**

регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 514 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 232 кПа, абсолютное давление газа на входе 334 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/70

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,40.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106,3/334=0,32$   $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,5 \cdot 0,40 \cdot 334 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 4591 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{514}{4591} 100 = 11,18 \%$$

.Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

### **ГРП №4**

регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 568 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 237 кПа, абсолютное давление газа на входе 339 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/70

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,40.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106,3/339=0,31$   $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,5 \cdot 0,40 \cdot 339 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 4661 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{568}{4661} 100 = 12,18 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

Регуляторы давления РДУК-2В-100/70 и РДУК-2В-200/105 стабильно работают с коэффициентом загрузки  $K_3=10\div 80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_p} 100 \quad (40)$$

где  $Q$  – требуемая пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_P$  – расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

На выбор регулятора давления РДУК-2В-100/70 и РДУК-2В-200/105 влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа ( $p_2/p_1 > 0,5$ ), а при определенном перепаде наступает критическое истечение газа ( $p_2/p_1 < 0,5$ ), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где  $p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа,  $p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РДУК-2В-100/70 и РДУК-2В-200/105, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формулам

при ( $p_2/p_1 > 0,5$ )

$$Q_P = 0,031 Q_{II} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (41)$$

при ( $p_2/p_1 < 0,5$ )

$$Q_P = 0,0157 Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}}, \quad (42)$$

где  $Q_{II}$  – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа, (приложение 2);

$\Delta p = p_1 - p_2$  расчетный перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, кПа;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

### **Газорегуляторная установка на заводе по переработке рыбы.**

Требуемая пропускная способность ГРУ – 169 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 224 кПа, абсолютное давление газа на входе 326 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При давлении газа до регулятора  $p_1=111,3$  кПа и  $Q=169$  м<sup>3</sup>/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=126$  м<sup>3</sup>/ч (интерполяция).

При  $p_2/p_1=111,3/326=0,342$ ,  $Q_p$  рассчитывается по формуле (41) и составляет:

$$Q_p = 0,0157 \cdot 126 \frac{326}{\sqrt{0,793}} = 721 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{169}{721} 100 = 23,50\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторная установка промышленной зоны**

Требуемая пропускная способность ГРУ – 111 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 263 кПа, абсолютное давление газа на входе 364 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При давлении газа до регулятора  $p_1=111,3$  кПа и  $Q=111$  м<sup>3</sup>/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-32М, диаметром седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=35$  м<sup>3</sup>/ч (интерполяция).

При  $p_2/p_1=111,3/364=0,306$ ,  $Q_p$  рассчитывается по формуле (42) и составляет:



$$Q_p = 0,0157 \cdot 35 \frac{364}{\sqrt{0,793}} = 225 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М составляет

$$K_z = \frac{111}{225} 100 = 49,30\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторная установка Котельной**

Требуемая пропускная способность ГРУ – 656 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 210 кПа, абсолютное давление газа на входе 311 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м<sup>3</sup>.

При давлении газа до регулятора  $p_1=111,3$  кПа и  $Q=656$  м<sup>3</sup>/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=618$  м<sup>3</sup>/ч (интерполяция).

При  $p_2/p_1=111,3/311=0,358$ ,  $Q_p$  рассчитывается по формуле (42) и составляет:

$$Q_p = 0,0157 \cdot 618 \frac{311}{\sqrt{0,793}} = 3391 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

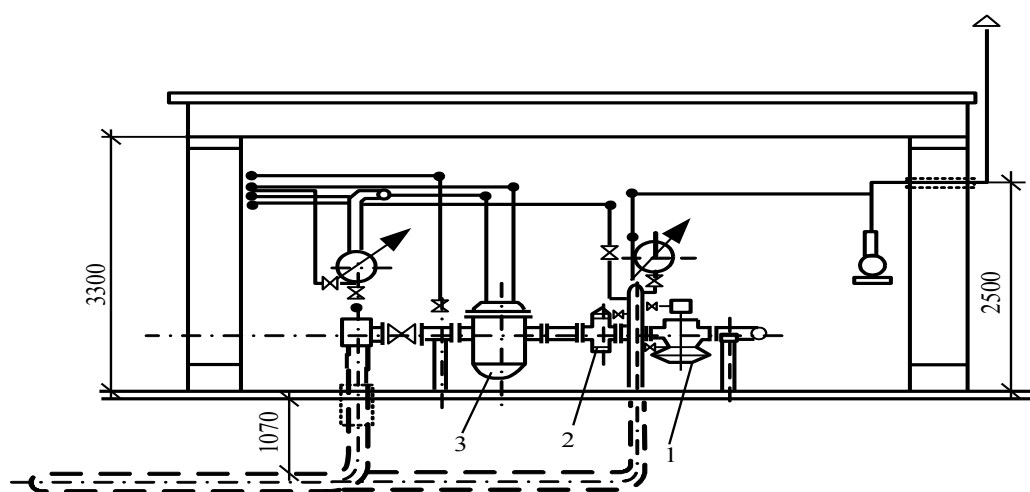
Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_z = \frac{656}{3391} 100 = 19,36\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

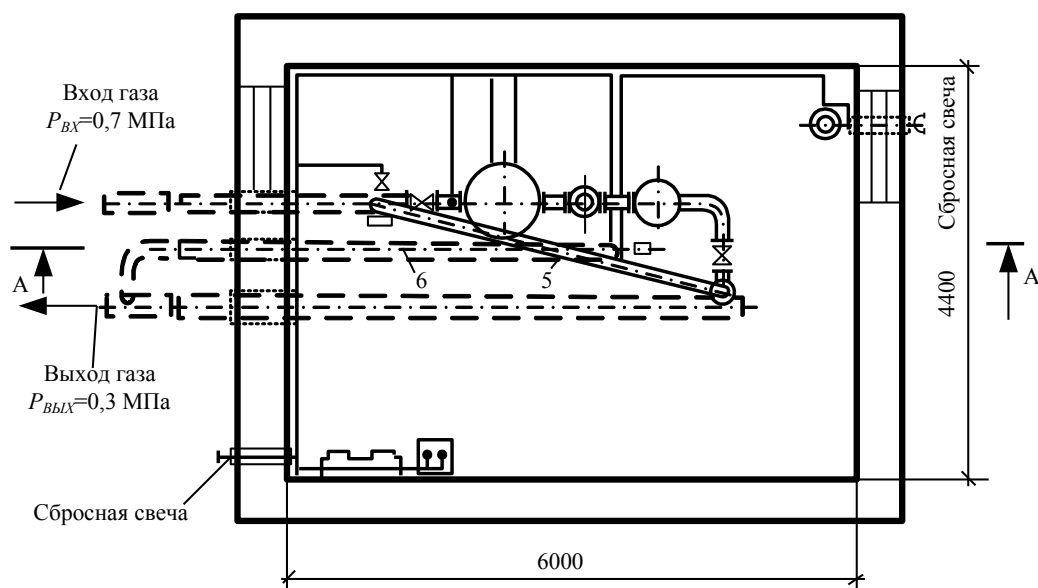
Компоновка сетевого газорегуляторного пункта с регуляторами давления РДУК 2/200, предназначенного для редуцирования давления газа с высокого до среднего или низкого давления.

Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, ремонте или осмотре оборудования узла регулирования предусматривают обводной газопровод (байпас). В указанных случаях регулируемую линию отключают, а газ подают по байпасу с ручным регулированием давления. Диаметр обводной линии должен обеспечить максимальный пропуск газа при минимальном входном давлении и нормальном выходном. У ГРП диаметр обводного газопровода принят равным большему стандартному диаметру, следующему после диаметра седла клапана. Для надежности и удобства ручного регулирования на байпасе устанавливают последовательно два отключающих устройства: кран. Освещение здания естественное (через окна) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении). Здание отапливают от близрасположенных тепловых сетей котельной базы. Температуру в помещении поддерживают не ниже 5 °С и контролируют комнатным термометром. Вентиляция естественная, обеспечивает трехкратный обмен воздуха.



1 - регулятор давления РДУК-2-100; 2 – предохранительный клапан ПКВ-100; 3 – фильтр сварной волосяной DY=100; 4 – сбросное устройство.

Рисунок 1 – Разрез головного газорегуляторного пункта



5 – байпас; 6 – труба для отбора импульсного давления.

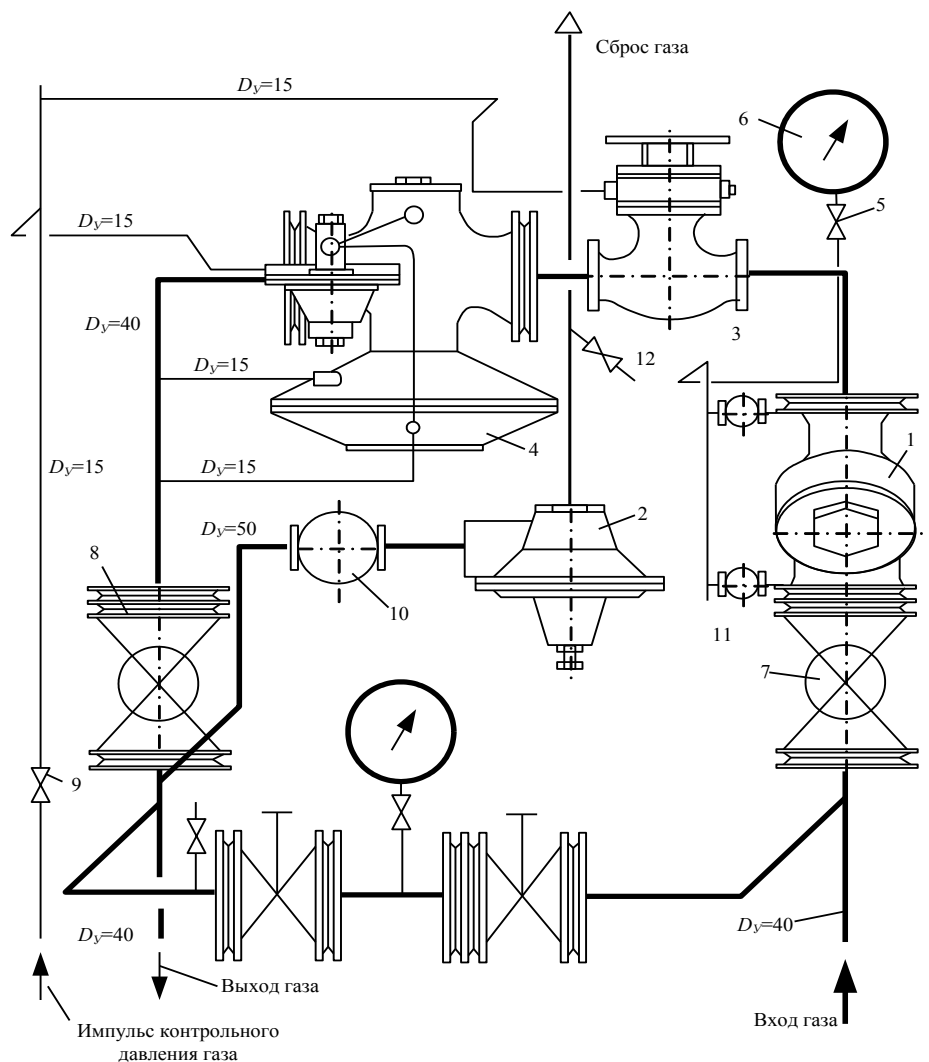
Рисунок 2 – План головного газорегуляторного пункта

Для поглощения шума, возникающего при редуцировании давления газа, газопроводы покрывают специальной шумовиброизолирующей пастой или изолируют антикоррозионной битумно-резиновой изоляцией толщиной 20 мм. Участки газопровода, под которые устанавливают опоры, должны иметь прокладки из войлока, пропитанного битумом. Технологическую нитку редуцирования располагают на высоте 0,7 м от пола на опорах, которые устанавливают под газопроводом. Фильтр смонтирован на собственных опорах. Импульсные трубопроводы прокладывают на высоте не более 2 м под окнами и крепят к стенам при помощи крючков. При прохождении через стены трубы размещают в футлярах, а отверстия между футляром и стеной тщательно заделывают цементным раствором.

На импульсных и сбросных газопроводах располагают краны и вентили. Краны, установленные на импульсных линиях к предохранительным устройствам, должны быть запломбированы в открытом положении. Приборы для измерения и записи входного и выходного давления располагают на специальном щите, который устанавливают на опорах в помещении ГРП. Входное давление измеряют показывающим манометром ОБМ класса точности 1,5 и записывают самопишущим

щим манометром МТС-710 ч. Выходное давление измеряют напоромером НМП и записывают с помощью самопишущего дифференциального манометра ДСС-710 ч, у которого один вентиль соединен с атмосферой, а средний заглушён.

Шкафной газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/50 разработанный институтом Мосгазпроект – рисунок 3.



1 - сетчатый фильтр; 2 - пружинный сбросной клапан; 3 - предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40м; 4 - регулятор давления РДУК-2-100; 5 - кран трехходовой для манометра; 6 - манометр технический; 7 - вентиль запорный фланцевый ( $D_V=40$ ); 8 - кран сальниковый фланцевый ( $D_V=40$ ); 9 - кран сальниковый муфтовый ( $D_V=15$ ); 10 - кран сальниковый муфтовый ( $D_V=50$ ); 11 - вентиль запорный цапковый  $D_V=10$ ); 12 - кран лабораторный ЛК-1а

Рисунок 3 – Шкафной газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/50, разработанный институтом Мосгазпроект.

Для регулирования давления газа служит регулятор РДУК-2-100 с командным прибором КН-2. Шкафная установка предназначена для регулирования давления газа с высокого до среднего. В зависимости от климатических условий и влажности газа решают вопрос о применении шкафов с отоплением или без него. ГРП оборудуют предохранительными клапанами, сетчатым фильтром и обводной линией. Входное давление измеряют манометром. Для измерения выходного давления предусмотрен трехходовой кран с пробкой, к которому присоединяют манометр.

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике изложенной - с.332-336 [6].

## **2. Технология возведения инженерных сетей**

### **2.1 Подготовительные работы**

Строительство газопроводов начинается после получения монтажной организации от заказчика утвержденной проектно – сметной документации. От специализированной организации получить схему и акт на произведенные геодезические работы.

Разрешение на производство работ с указанием сроков выполнения работ, должности и фамилии лица ответственного за производство работ.

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках.

До начала производства работ генподрядчик вызывает на место представителей соответствующих подземных коммуникаций, в местах пересечений делают подкопки вручную, кабели закрываются и подвешиваются.

К подготовительным работам относят: электропитание, освещение, обеспечение водоснабжением, канализацией, бытовками, питьевой водой и санузлами. В случае строительства домов с газоснабжением требуется ограждения, ограничители скорости, средства пожаротушения, козырьки над входами на ширину падения груза.

## **2.2 Земляные работы**

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Срезка растительного слоя производится бульдозером. Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100мм.

Трубы, запорную арматуру поставляют с заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспече-

на их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсаторы-сборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

### **2.3 Монтаж газопровода в траншею.**

При монтаже газопроводов следует соблюдать следующие основные требования:

- 1) положение газопровода в плане и профиле должно соответствовать проектному;
- 2) на уложенном в траншею (или проложенном надземно) газопроводе должна быть сохранена изоляция поверхности труб;
- 3) стыковые и другие соединения труб должны быть прочны и герметичны;
- 4) газопровод должен прилегать плотно к естественному или искусственному основанию траншеи;
- 5) постель под газопроводом после его укладки должна быть сохранена;
- 6) между газопроводом и пересекаемыми подземными сооружениями должны быть выдержаны расстояния в соответствии с нормами.

Траншею под газопровод готовят непосредственно перед его укладкой. Дно планируют и очищают от мусора, грязи, камней и прочих предметов.

Газопровод укладывают на естественное или искусственное основание плетями или секциями из отдельных труб, сваренных на бровке траншеи. Перед опусканием плетей или секций в траншею их изнутри очищают от грязи и окали-

ны, закрывают концы секций или плетей инвентарными пробками, предохраняя трубы от засорения.

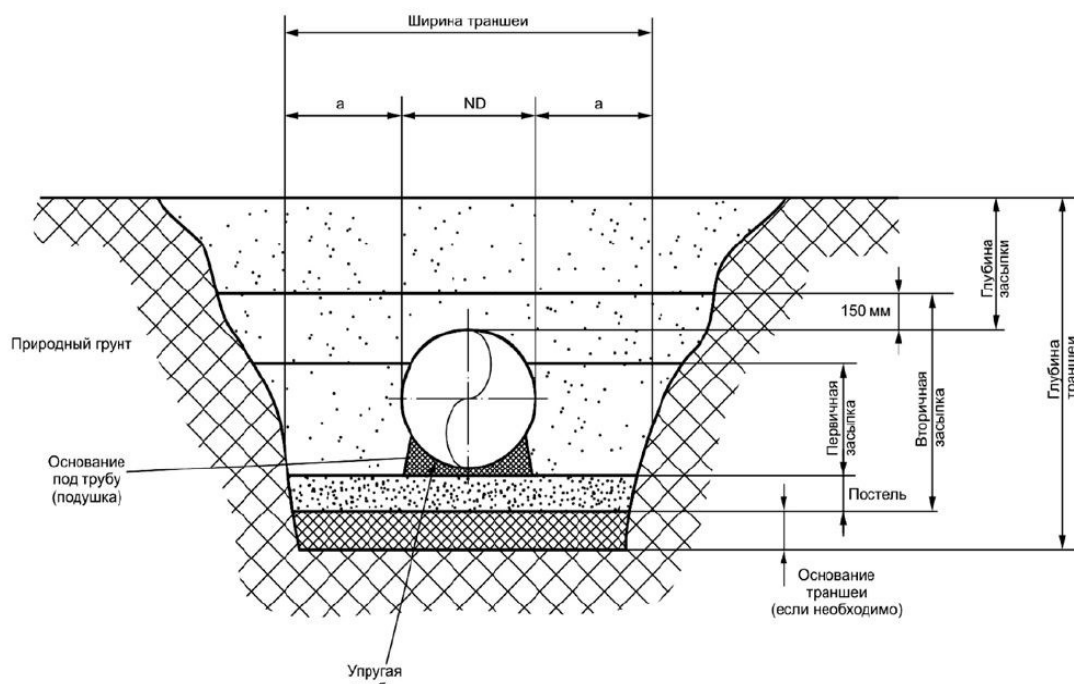


Рисунок 2.1-Монтаж газопровода в траншею.

Опускание (или другое перемещение газопровода) производится с применением двух автокранов и инвентарных мягких «полотенцев», не нарушающих целостность антикоррозионной изоляции. Плеты или секции опускают плавно, без рывков, ударов о стенки или дно траншеи, без резких перегибов газопровода в вертикальной или горизонтальной плоскостях.



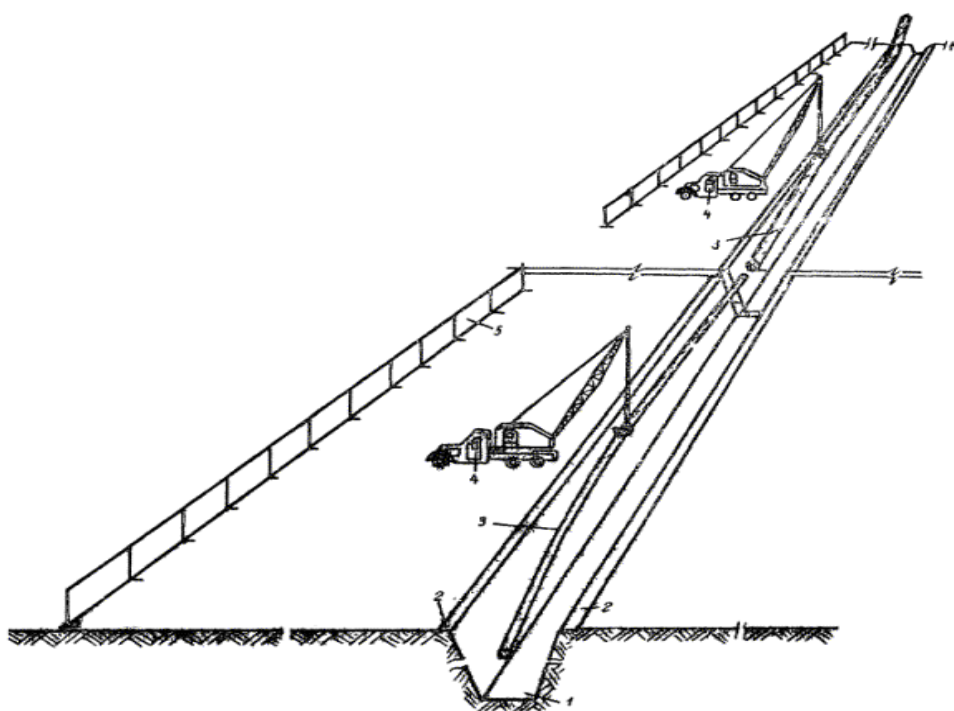


Рисунок 2.2-Схема укладки труб автокранами.

В зимнее время газопровод укладывают на непромерзшее основание сразу вслед за открытием траншеи. Если же газопровод укладывают на промерзшее основание в грунтах, не подверженных пучению, устраивают подсыпку мелким песчаным грунтом толщиной не менее 100 мм.

Под газопровод, прокладываемый в скальных и каменистых грунтах, устраивают подсыпку из мягкого местного или песчаного грунта толщиной не менее 200 мм.

Приямки для сварки неповоротных стыков газопровода, установки конденсатосборников, гидрозатворов и других сетевых устройств отрывают непосредственно перед монтажными работами. Засыпают приямки после испытания газопровода на прочность и проверки состояния его изоляции.

Монтаж газопроводов выполняют в такой последовательности: разрабатывают траншеи и котлованы, устраивая, если требуется, водоотлив; подчищают дно и стенки траншей и котлованов; роют приямки в местах сварки труб и изоляции стыков; устраивают естественное или искусственное основание под трубопровод; выполняют днища колодцев и камер; опускают трубы в траншею, укладывая их

на основание; сваривают трубы, производя монтаж фасонных частей и установку арматуры; подбивают и присыпают трубопровод грунтом (кроме стыков); возводят стенки и перекрытия колодцев и камер; продувают трубопровод роздухом; испытывают трубопровод предварительно на прочность, проверяя качество сварных швов и фланцевых соединений; изолируют стыки; засыпают трубопровод; окончательно испытывают трубопровод после завершения строительно-монтажных работ.

В городских условиях, когда нельзя держать долгое время открытой траншею большой протяженности, трубопроводы монтируют на небольших участках — захватках. Траншею роют длиной, равной длине захватки. В этом случае и длина плети равна длине захватки. Собирают и сваривают трубы в плети вне пределов траншеи вдоль бровки, а затем стреловыми кранами или трубоукладчиками плети опускают на дно траншеи.

При коротких захватках целесообразно вести монтаж трубопровода, используя транспортные средства (монтаж «с колес»). Плетей длиной 25—35 м (на величину захватки), подготовленные в заводских условиях и завезенные на строительную площадку на автомашинах со специальным прицепом, укладывают кранами в траншею непосредственно с автомашин.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

После укладки газопровода в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении; состояние защитного покрытия газопровода; фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сооружениями и их соответствие проектным расстояниям.

Правильность укладки газопроводов следует проверять путем нивелировки всех узловых точек уложенного газопровода и мест его пересечения с подземными сооружениями.

Если после укладки газопровода будет установлено наличие неплотного его прилегания ко дну траншей в отдельных местах, то в этих местах должна быть сделана подсыпка грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

Мастику в условиях строительной площадки готовят в специальных битумоварочных котлах и наносят в горячем виде (температура не ниже 170° С) на слой сухой грунтовки с помощью лейки, растирая мастику снизу трубы полотном.

Стыки обертывают брезолом и крафт-бумагой по горячему слою мастики с нахлестом витков на 20— 30 мм. Внутренние слои можно выполнять без нахлеста. Обмотка должна плотно прилегать к покрытию без пустот и складок.

## **2.4 Испытание газопровода**

Перед испытанием на герметичность законченных строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует производить перед их монтажом.

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см<sup>2</sup> и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Испытания на герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Для проведения испытаний газопроводов и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до

0,01 МПа (0,1 кгс/см<sup>2</sup>) необходимо применять V-образные жидкостные манометры сводным заполнением.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением не менее 6 часов. Испытательное давление 0,1 МПа с выдержкой не менее 24 часов. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводе не превышает допустимого падения давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на герметичность, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

## **2.5 Изоляция газопроводов**

Гидроизоляция стальных трубопроводов. Стальные трубопроводы, укладываемые в земле, подвержены коррозии из-за воздействия на них окружающей грунтовой среды. В результате действия почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, стенки труб могут быстро разрушиться на всю их толщину в относительно короткий срок.

Способы защиты металла труб от коррозии различны. Один из главных способов защиты — покрытие наружных поверхностей трубопроводов антикоррозионными материалами. Защитное покрытие должно быть водонепроницаемым, плотно прилегать к трубам, быть изолятором от электрических токов, прочным, способным сопротивляться механическим воздействиям (при засыпке траншей и при линейных температурных деформациях трубопровода) и в то же время быть эластичным, способным не давать трещин и не размягчаться до стекания при колебаниях температуры.

Антикоррозионное покрытие поверхностей стальных трубопроводов выполняют в основном в заводских условиях, а на строительном объекте наносят изоляцию только на стыки сварных трубопроводов, прошедших гидравлическое или пневматическое испытание на плотность и прочность, или исправляют возможные повреждения изоляции при транспортировании труб или их монтаже. Поскольку восстановление изоляции в условиях строительной площадки — работа сложная, следует особенно осторожно обращаться с изолированными трубами с момента их погрузки на заводе до укладки в траншею, имея в виду, кроме того, что битумные слои изоляции не обладают значительной механической прочностью.

Антикоррозионные покрытия выполняют на основе битума, полимерных материалов и др. Широко принят в качестве защитных покрытий битумные мастики. В состав изоляционного покрытия кроме мастик входят рулонные изоляционные материалы (полимерные) и оберточные (крафт-бумага).

В зависимости от коррозионной характеристики грунтов, в которые укладывается газопровод, определяется тип изоляции: нормальная, усиленная, весьма усиленная.

Грунтовка представляет собой смесь из бензина и битума в соотношении 1:1,25 по массе или 1:3 по объему; изготавливается грунтовка на заводе и поставляется на строительный объект в герметической таре.

Грунтовку наносят на предварительно очищенную от окалины, грязи и ржавчины поверхность труб. Трубы очищают механическим способом: электрическими и пневматическими щетками, скребками, пескоструйными аппаратами или вручную щетками до металлического блеска (однообразного стального цвета). Хорошая очистка поверхности труб — гарантия высокого качества антикоррозионного покрытия. Слой грунтовки должен быть ровным, без пропусков, сгустков, подтеков и пузырей. Мастику в условиях строительной площадки готовят в специальных битумоварочных котлах и наносят в горячем виде (температура не ниже 170° С) на слой сухой грунтовки с помощью лейки, растирая мастику снизу трубы полотенцем.

Стыки обертывают брезолом и крафт-бумагой по горячему слою мастики с нахлестом витков на 20— 30 мм. Внутренние слои можно выполнять без нахлеста. Обмотка должна плотно прилегать к покрытию без пустот и складок.

## **2.6 Монтаж колодцев**

Для удобства эксплуатации отключающей и компенсирующей арматуры на подземных газопроводах, сооружают колодцы мелкого и глубокого заложения. Колодцы выполняют из сборного железобетона или красного кирпича. Перекрытие колодцев, как правило, выполняют съемными для возможности производства в колодцах огневых работ. Колодцы должны быть водонепроницаемы с хорошей изоляцией днища и стенок. При сооружении колодцев во влажных грунтах снаружи стенок делают глиняный замок, а внутри – гидроизоляцию битумом, церезином, жидким стеклом и др. Места прохода газопровода через стены колодца тщательно уплотняют. Газопровод на переходе через стены прокладывают в футляре, который заделывают смоляным канатом и концы заливают битумом. При сооружении колодцев расстояния от стенок и днища колодца до арматуры должны обеспечивать свободное пользование различными инструментами. Люки колодцев на проезжей части дорог размещают на уровне дорожного покрытия, а в полевых условиях – выше уровня земли с устройством вокруг люков отмотки шириной 1 м. В колодцах глубокого заложения необходимо предусматривать устройство скоб для спуска в колодец и выхода из него.

Коверы предназначены для защиты от механических повреждений дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов, контактных головок контрольных проводников и контрольных трубок. Ковер – это чугунный или стальной колпак с крышкой. Устанавливают ковер на железобетонные основания, обеспечивающие их устойчивость и исключающие просадку. Крышку ковера на проезжей части дороги устанавливают заподлицо с дорожным покрытием так, чтобы она открывалась против движения транспорта. Для быстрого нахождения коверов, люков колодцев и трасс подземных газопроводов устраивают настенные знаки

или реперы с указанием конкретных расстояний от знака (репера) до сооружения на газопроводе.

## **2.7 Испытание газопровода и сдача объекта в эксплуатацию**

Наружные газопроводы испытывают воздухом на герметичность в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [1].

Перед испытанием на герметичность законченных строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует производить перед их монтажом.

Испытания на герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Для проведения испытаний газопроводов и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до 0,01 МПа (0,1 кгс/см<sup>2</sup>) необходимо применять V-образные жидкостные манометры сводным заполнением.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением не менее 6 часов. Испытательное давление 0,1 МПа с выдержкой не менее 24 часов. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводе не превышает допустимого падения давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на герметичность, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером.

Готовый объект сдается приемочной комиссии. В ее состав входят: заказчик, представитель генподрядчика, эксплуатирующей организации, представитель Госгортехнадзора Р.Ф., представитель проектной организации.

Генеральный подрядчик на объект системы газоснабжения представляет приемочной комиссии в 1-ом экземпляре следующую исполнительную документацию:

- комплект рабочих чертежей со всеми согласованиями и изменениями;
- сертификаты заводов изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- технические паспорта заводов изготовителей на оборудование, покрытие, изолирующие фланцы, арматуру (свыше 100мм), инструкции заводов изготовителей по эксплуатации оборудования и приборов;
- строительный паспорт газопровода и протокола проверки качества сварных стыков и испытания газопроводов;
- акт разбивки и передачи трассы;
- акты приемки установок, скрытых и специальных работ;
- акты приемки установок электрохимзащиты;
- журнал учета работ.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СП 62.13330.2011 "Газораспределительные системы".



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация города в Сибирском Федеральном Округе расход газа 26943,9млн. м<sup>3</sup> в год.

Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

В процессе работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двух ступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и тупиковую сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающие 0,01%; подобрано оборудование ГРП и ГРУ.

Расчеты выполнены с соблюдением норм и правил современного проектирования, учтены требования энергосберегающих мероприятий.

Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011. - 70 с.
- 2 Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - М.: Стройиздат, 1989. - 439 с.
- 3 Расчет потребления природного газа районом города: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
- 4 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
- 5 Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
6. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.
- 7 Гидравлический расчет газовых сетей: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
- 8 Баясанов, Д.Б. Распределительные системы газоснабжения: учебник /Д.Б. Баясанов. - М.: Стройиздат, 1977. - 407 с.
- 9 Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения: учебное пособие /В.А. Варфоломеев. - Киев: Будивельник, 1988. - 238 с.
- 10 Деточенко, А.В. Спутник газовика: справочник /А.В. Деточенко. - Л.: Недра, 1978. – 311с.
- 11 Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт

институт

Инженерные системы зданий и сооружений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.В. Сакаш

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Борзилову Сергею Валериевичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ЗИЭ13-11УБ Направление (специальность) 08.03.01.00.05  
номер код

«Теплогазоснабжение и вентиляция»  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: «Газоснабжение  
города с населением 20 тыс. жителей»

Утверждена приказом по университету № 3684/с от 21.03.2017

Руководитель ВКР И.Б. Оленев, доцент, к.т.н., ФГАОУ ВО СФУ ИСИ  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: генплан города; характеристики жилой  
зоны и промышленных объектов

Перечень разделов ВКР: \_\_\_\_\_

1. Газоснабжение;

2.Технология возведения инженерных систем

Перечень графического материала:

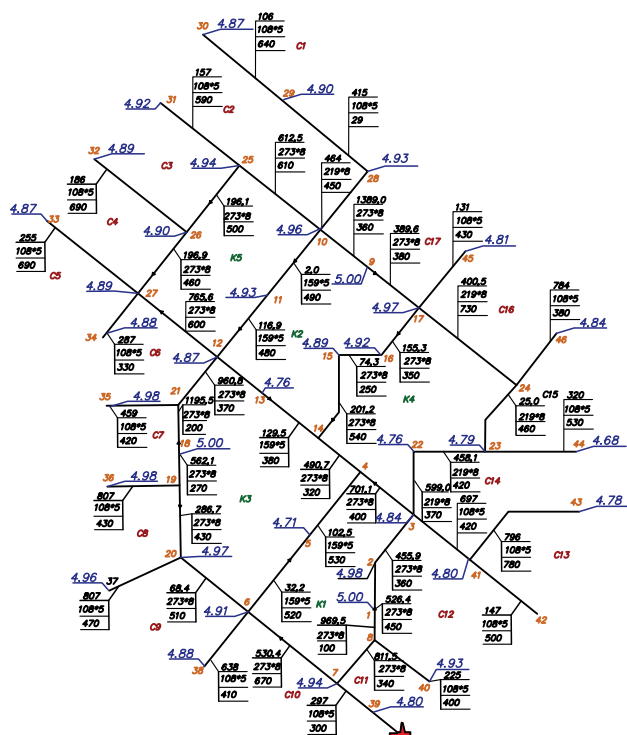
1. Генплан города М 1:10000
2. Схема распределительной сети низкого давления М1:10000; график  
металлоемкости систем среднего давления; регулятор давления РД-32
3. Схема №1 и №2 распределительной сети среднего давления  
М1:10000
4. Графики неравномерности потребления газа
5. План газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2/100
6. Схема газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-  
2/100;
7. Разрез А; Б, газорегуляторного пункта с регулятором давления  
РДУК-2/100

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ И.Б. Оленев  
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ С.В. Борзилов  
подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Схема сетей низкого давления М1:10000



БП-08.03.01.00.05	
ИЖИ СФУ	
Технический отдел	Технический отдел
Инженер	Инженер
Проверен	Проверен
Согласован	Согласован
Сделан	Сделан
Дата	Дата
БП	2
Лист	7
ИСЗУС	

Меню

Краткий отчет - Антиплагиат

Ярослав инфляция 2016

www.antiplagiat.ru/My/Report/Short/1132

Красноярск подать

Доска объявлений


Доски бесплатных

Мои объявления

Частные объявления

SLANET | Подать об


Репетиторство, курс


**АНТИПЛАГИАТ**

Инна

Бесплатный доступ (0/0), Баланс: 0

Модуль поиска Интернет





**О документе**  
Оригинальность: 87.62%  
Заимствования: 12.38%  
Цитирование: 0%  
Дата: 14.06.2017  
Источников: 18

В кабинет диплом 2017-13 июня \_fg\_.docx

В кабинет

История отчетов | Выгрузить .apdx | Выгрузить .pdf | Краткая информация | Версия для печати | Руководство


№	%	Источник	Ссылка	Дата	Найдено в
[1]	6.69%	Система газоснабжения районного поселка Лебяжье	<a href="http://knowledge.allbest.ru">http://knowledge.allbest.ru</a>	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет
[2]	6.69%	Скачать/bestref-168194.doc	<a href="http://bestreferat.ru">http://bestreferat.ru</a>	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет
[3]	6.69%	Система газоснабжения районного поселка Варгаши	<a href="http://otherreferats.allbest...">http://otherreferats.allbest...</a>	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет

Еще найдено источников – 15, заимствования – 5.69%

Получить полный отчет

[О системе](#) | [Товарный знак](#) | [Новости](#) | [Контакты](#) | [Вакансии](#)

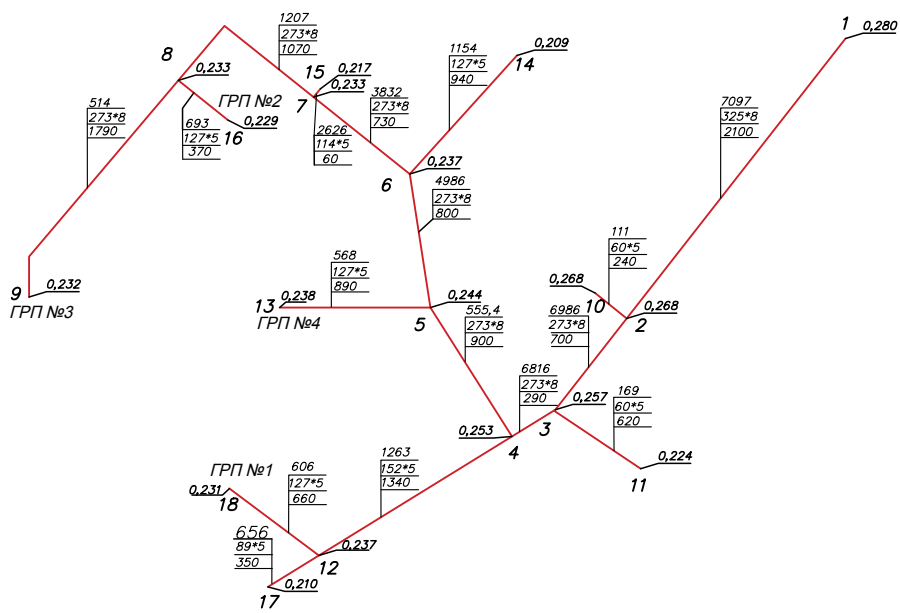
[Пользовательское соглашение](#) | [Report Viewer](#) | [Помощь](#)



12:57

14.06.2017

Схема сетей среднего давления М1:10000

[illegible]